



Universidad
Carlos III de Madrid

Trabajo de fin de grado

**DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR
DE TORRE PARA LA EXTRACCIÓN DE
PETRÓLEO PESADO**

Autor: DANIEL CASTRO MÁRQUEZ

Tutora: CAROLINA MARUGÁN CRUZ

Madrid, Julio de 2016





**Título: DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE TORRE
PARA LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO PESADO**

Autor: DANIEL CASTRO MÁRQUEZ

Tutor: CAROLINA MARUGÁN CRUZ

EL TRIBUNAL

Presidente:

Vocal:

Secretario:

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 6 de julio de 2016 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de:

PRESIDENTE

VOCAL

SECRETARIO





RESUMEN/ABSTRACT

Mediante las técnicas convencionales de extracción de petróleos pesados, solo se llega a obtener alrededor de un 30% de las reservas del yacimiento, por ello, en diferentes partes del mundo se llevan a cabo técnicas conocidas como EOR (*extracción mejorada del petróleo*) que consisten en modificar las propiedades del crudo, reduciendo principalmente su viscosidad e incrementando en gran medida el porcentaje que se puede llegar a extraer. Entre estas técnicas, se encuentra el método térmico, basado en la inyección de grandes cantidades de vapor de agua.

Para generar el vapor, actualmente el método más extendido es la combustión de gas natural en calderas por lo que en el presente proyecto se aborda este proceso diseñando una central termosolar de torre con receptor central como complemento a dichas calderas.

Para llevar a cabo el diseño, inicialmente ha sido necesario realizar un análisis de las zonas geográficas en las que sería viable la implantación de una central de estas características para finalmente elegir un campo de extracción de petróleo llamado Kern River Oil Field y ubicado en Bakersfield (California, EEUU). Una vez conocido el emplazamiento y con ello las condiciones de radiación del mismo, se han dimensionado los principales elementos de la planta entre los que se incluyen número y disposición de heliostatos, receptor, torre y bomba.

Finalmente se han obtenido los datos de producción de vapor y se ha realizado un análisis tanto técnico como económico para determinar la viabilidad de la solución propuesta.

By conventional techniques of extraction of heavy oil, the obtained percentages are about 30% of the oilfield, consequently enhanced oil recovery techniques are implemented in different parts of the world, reducing oil viscosity and increasing the percentage that can be recovered. Among these techniques, the thermal method can be found, based on the injection of large quantities of steam.

To generate that steam, currently, the most used method is the combustion of natural gas in dedicated boilers so this Project deals with the steam generation designing a thermal solar power plant with central receiver as a supplement of the mentioned natural gas boilers.

To accomplish the design, initially, it has been necessary to analyze the different geographical areas where it would be feasible to implement a plant of this type to finally choose an oil field called Kern River, located in Bakersfield (California, USA). Once the place, and as a consequence, the solar irradiation parameters has been chosen, the main system parts have been designed including number and placement of heliostats, central receiver, tower and pump.

Finally, the production ratios have been obtained and a technical-economical analysis has been made in order to determine the feasibility of the proposed solution.



Contenido del Trabajo

RESUMEN/ABSTRACT	1
Contenido del Trabajo	2
Índice de figuras	4
Índice de Tablas	6
1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 Motivación del proyecto	7
1.2 Objetivos y Metodología	7
1.3 Mercado del petróleo a nivel mundial	8
2. PLANTA TERMOSOLAR RECEPTOR CENTRAL.....	10
2.1 Funcionamiento general	10
2.2 Heliostatos.....	11
2.3 Sistema de seguimiento solar	11
2.4 Torre central	13
2.5 Receptor	13
2.5.1. Receptor de cavidad.....	13
2.5.2. Receptor cilíndrico.....	13
3. TÉCNICA DE EXTRACCIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO.....	14
3.1 Tipos de petróleo.....	14
3.1.1. Grado API	14
3.1.2. Contenido en Azufre.....	15
3.1.3. Crudos de referencia	16
3.2 Tecnologías para extracción mejorada del petróleo	18
3.2.1. Recuperación Primaria.....	18
3.2.2. Recuperación Secundaria	18
3.2.3. Recuperación Terciaria o Recuperación mejorada del petróleo (EOR)	19
3.3 Selección de método de extracción según las condiciones de la reserva.....	24
4. DIMENSIONADO	26
4.1 Requerimientos iniciales	26
4.2 Elección de la localización	28
4.3 Dimensionado y disposición del campo solar	31
4.3.1. Dimensionado de campo solar.....	31
4.3.2. Disposición de heliostatos (MATLAB)	37
4.4 Altura de la torre y receptor	42
4.5 Dimensionado de la bomba	42



5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	44
5.1 Producción de vapor de la planta	44
5.2 Evaluación económica.....	55
6. ALTERNATIVA PROPUESTA.....	67
7. CONCLUSIÓN	72
Bibliografía.....	74
ANEXOS.....	76



Índice de figuras

Fig.: 1 Evolución cotización barril Brent. Fuente: Elaboración propia con datos de (2) .	8
Fig.: 2 Central termosolar con receptor central (Gemasolar) (3)	10
Fig.: 3 Diferencia en la incidencia de los rayos solares sobre el plano horizontal entre las estaciones de Invierno y Verano. Fuente: Las Ventajas de los Seguidores Solares, Valldoreix Greenpower. (5)	11
Fig.: 4 Diferencia de producción entre instalación fija e instalación con seguidor de doble eje. Fuente: Las Ventajas de los Seguidores Solares, Valldoreix Greenpower. (5)	12
Fig.: 5 Diferentes técnicas de extracción de petróleo. Fuente: (10)	18
Fig.: 6 Eficiencias de recuperación de crudo según fase primaria o secundaria. Fuente: (13)	19
Fig.: 7 Inyección cíclica de vapor. Fuente: (14)	21
Fig.: 8 Inyección continua de vapor. Fuente: (14)	22
Fig.: 9 Combustión In Situ. Fuente: (15)	23
Fig.: 10 Inyección de CO ₂ . Fuente: Global CCS Institute. (16)	24
Fig.: 11 Diferentes métodos de extracción mejorada según grado API ^o Fuente: (17)	25
Fig.: 12 Diagrama de bloques de la planta. Fuente: Elaboración propia, Microsoft Visio	27
Fig.: 13 Kern River Oil Field (Bakersfield, CA, EEUU). Fuente: Google Maps (20)	29
Fig.: 14 Radiación Directa (W/m ²) en Bakersfield CA, USA (21)	30
Fig.: 15 Radiación Directa (W/m ²) 22 Marzo en Bakersfield CA, USA (21)	30
Fig.: 16 Factor coseno. Fuente: Modelado Central Termosolar, Irene Ordóñez Barreiro (22)	34
Fig.: 17 Pérdidas por sombras. Fuente: Google Imágenes (23)	35
Fig.: 18 Pérdidas por bloqueos. Fuente: Google Imágenes (23)	35
Fig.: 19 Sistema de limpieza de heliostatos. Fuente: Google Imágenes (23)	36
Fig.: 20 Heliostato de Sener. Fuente: Fototeca Sener. (33)	37
Fig.: 21 Ángulos solares. Fuente: Capítulo 2 Radiación solar sobre el plano inclinado, Marcelo Izquierdo (26)	39
Fig.: 22 Incremento de radio entre anillos consecutivos. Fuente: Elaboración propia	40
Fig.: 23 Incremento de cuerda heliostatos consecutivos. Fuente: Elaboración propia	41
Fig.: 24 Heliostatos acumulados por anillo. Fuente: Elaboración propia	42
Fig.: 25 Parámetros del receptor. Fuente: Elaboración propia con datos de (25)	42
Fig.: 26 Valores mensuales de radiación directa [W/m ²].	44
Fig.: 27 Radiación directa días representativos [W/m ²] ENERO-MARZO	45
Fig.: 28 Radiación directa días representativos [W/m ²] ABRIL-JUNIO	45
Fig.: 29 Radiación directa días representativos [W/m ²] JULIO-SEPTIEMBRE	46
Fig.: 30 Radiación directa días representativos [W/m ²] OCTUBRE-DICIEMBRE	46
Fig.: 31 Producción de vapor horaria EN-FEB-MAR [Kg/s]	47
Fig.: 32 Flujo másico de vapor en [Kg/s] ENERO-MARZO	48
Fig.: 33 Producción de vapor horaria ABR-MAY-JUN	48
Fig.: 34 Flujo másico de vapor en [Kg/s] ABRIL-JUNIO	49
Fig.: 35 Producción de vapor horaria [Kg/s] JUL-AG-SEPT	49
Fig.: 36 Flujo másico de vapor en [Kg/s] JULIO-SEPTIEMBRE	50
Fig.: 37 Producción de vapor horaria [Kg/s] OCT-NOV-DIC	50
Fig.: 38 Flujo másico de vapor en [Kg/s] OCTUBRE-DICIEMBRE	51
Fig.: 39 Tecnología solar vs Calderas GN. Fuente: Elaboración propia	52
Fig.: 40 Porcentajes generales de inversión del proyecto	59



Fig.: 41 Evolución del precio del gas natural (\$/1000ft ³). 1/2. Fuente: Elaboración propia con datos de U.S, EIA (31)	61
Fig.: 42 Evolución del precio del gas natural (\$/1000ft ³). 2/2. Fuente: Elaboración propia con datos de U.S, EIA (31)	61
Fig.: 43 Evolución del precio del gas natural industrial en EEUU desde 2005-2015. Fuente: Elaboración propia con datos de U.S EIA (31).	62
Fig.: 44 Flujo de caja de la inversión de la planta 1/3.....	64
Fig.: 45 Flujo de caja de la inversión de la planta 2/3.....	64
Fig.: 46 Flujo de caja de la inversión de la planta 3/3.....	64
Fig.: 47 Valor Actual Neto en diferentes periodos.	65
Fig.: 48 Tasa Interna de Rentabilidad en diferentes periodos.....	66
Fig.: 49 Flujos de caja acumulados años 9 y 10	66
Fig.: 50 Ratio de producción primer trimestre de la planta alternativa.	67
Fig.: 51 Ratio de producción segundo trimestre de la planta alternativa.	68
Fig.: 52 Ratio de producción tercer trimestre de la planta alternativa.....	68
Fig.: 53 Ratio de producción cuarto trimestre de la planta alternativa.....	69
Fig.: 54 Tecnología solar vs Calderas de GN alternativa de diseño.	69
Fig.: 55 Flujo de caja 1/3 Alternativa de diseño.	70
Fig.: 56 Flujo de caja 2/3 Alternativa de diseño.	70
Fig.: 57 Flujo de caja 3/3 Alternativa de diseño.	70
Fig.: 58 VAN Alternativa de diseño.	71
Fig.: 59 TIR Alternativa de diseño.....	71
Fig.: 60 Periodo de amortización alternativa de diseño.	71



Índice de Tablas

Tabla 1. Clasificación de crudos según su grado API.....	14
Tabla 2. Clasificación crudos según % de Azufre	15
Tabla 3. Distribución mundial reservas de crudo según % Azufre	15
Tabla 4. Características WTI.....	16
Tabla 5. Características BRENT.....	16
Tabla 6. Características ARAB LIGHT	17
Tabla 7. Características DUBAI.....	17
Tabla 8 Principales técnicas de extracción mejorada del Petróleo.	20
Tabla 9 Propiedades Vapor Saturado (60 bar) (19)	26
Tabla 10 Propiedades agua-vapor.....	28
Tabla 11 Valores medios (USA, CA, Bakersfield) (21).....	29
Tabla 12 Simulación Matlab campo solar. Fuente: Elaboración propia	41
Tabla 13 Kg de vapor de agua producidos mensualmente.	52
Tabla 14 Energía transferida al fluido mensualmente [MJ]	53
Tabla 15 Kg de gas natural que transferirían la energía equivalente a la tecnología termosolar.	54



1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación del proyecto

En las prácticas profesionales realizadas durante 6 meses en ELECNOR (*empresa constructora de grandes infraestructuras y proyectos de energías renovables*) he adquirido un gran interés por las soluciones que proponen los proyectos basados en energía solar.

Concretamente, durante este periodo, he participado en la fase de promoción de una Central Termosolar de torre tomando una visión general de los diferentes elementos que componen un proyecto de este tipo.

Por otro lado, uno de los temas tratados también en las prácticas, fue la aplicación de una planta solar a procesos industriales como el proceso de extracción de petróleo por lo que la experiencia adquirida y el interés por este creciente mercado me impulsaron a realizar el presente Proyecto.

1.2 Objetivos y Metodología

Este proyecto, tiene como objetivo principal proporcionar una solución basada en tecnología solar a los procesos industriales que se llevan a cabo en yacimientos de petróleos pesados por lo que para ello se ha realizado un diseño de una planta termosolar de torre que reemplaza las tecnologías existentes de combustión en calderas y se ha estudiado la viabilidad de dicha planta desde un punto de vista técnico y económico.

Para llevar a cabo el proyecto en su conjunto, se ha subdividido el trabajo en los objetivos que se observan a continuación y que corresponden a la metodología seguida para la consecución del mismo:

- Estudio del mercado de petróleo a nivel mundial así como de los diferentes tipos existentes según sus características geológicas y regiones donde se pueden encontrar.
- Análisis de las diferentes técnicas de extracción mejorada del petróleo con el fin de determinar la viabilidad de la inyección continua de vapor como técnica que aumente los porcentajes de extracción.
- Estudio y elección de un emplazamiento que cumpla los requisitos de presencia de yacimientos de crudo pesado y altos valores de radiación solar.
- Elección de un punto de diseño de la planta solar que genere un ratio de producción de vapor previamente establecido.
- Dimensionado del campo solar y distribución de heliostatos mediante MATLAB.
- Dimensionado del resto de componentes de la planta.
- Análisis técnico y económico de la solución.
- Propuesta de alternativa de diseño con su respectivo análisis técnico y económico.
- Conclusiones finales.

1.3 Mercado del petróleo a nivel mundial

En este punto, se realiza un análisis del actual mercado del petróleo, las consecuencias de los descensos de cotizaciones y las previsiones para el futuro basándose en el siguiente informe (1).

En el año 2014 se inicia un cambio en la tendencia del mercado producido por una serie de acontecimientos difícilmente previsibles y que tiene como resultado final un fuerte descenso en las cotizaciones del barril. En Junio de 2014 se cotizaba a 115 \$ el barril y en Enero del 2015 su cotización era de 50 \$, es decir, una bajada del 60% que trajo consigo numerosas repercusiones.

Desde pasada la crisis del 2008 donde se alcanzaron valores por debajo de los 50 \$/bl ha existido un crecimiento del precio que se estabilizó desde el 2011 en adelante en torno a los 100-110 \$/bl, precio aceptado globalmente y consecuencia del equilibrio entre la oferta y la demanda. A continuación se puede observar, en la siguiente imagen, la evolución de precios del barril Brent desde su caída de 2008 hasta primeros meses de 2016.

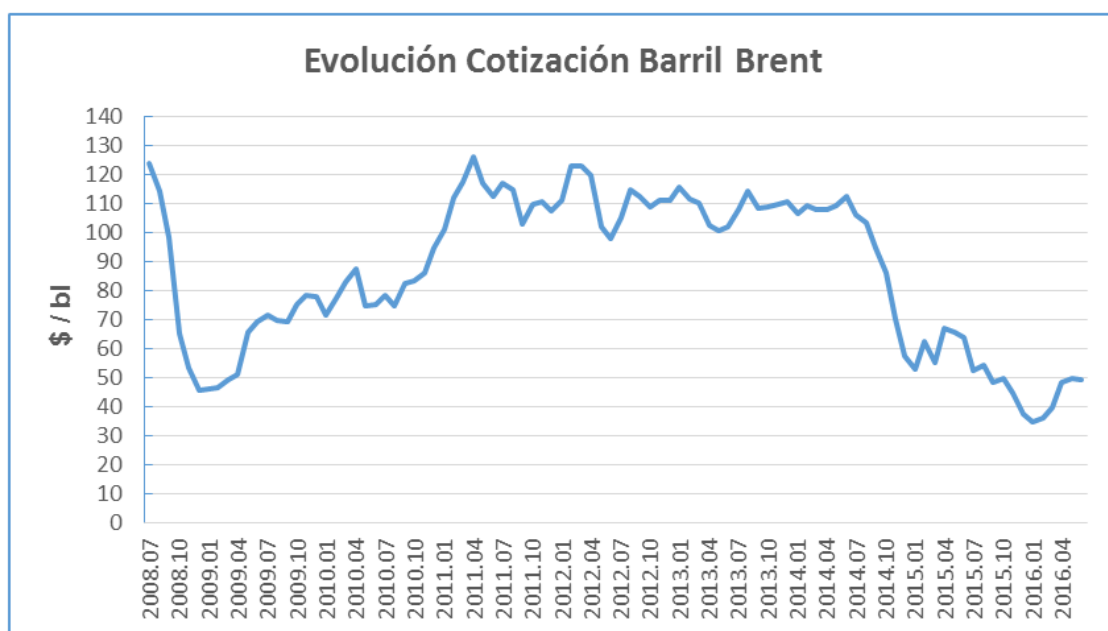


Fig.: 1 Evolución cotización barril Brent. Fuente: Elaboración propia con datos de (2) .

Se observa que entre el 2011 y el 2014 existe un precio muy elevado aunque aceptado por las principales economías que se encuentran en pleno auge.

A mediados del 2014 existe un cambio de tendencia marcado principalmente por los siguientes factores:

- Factores geopolíticos; conflicto entre Rusia y Ucrania, entrada del Estado Islámico en el norte de Iraq. Se esperaba que estos conflictos disminuyeran la oferta pero no fue así por lo que favorecieron la bajada de los precios.
- Las previsiones de demanda no se estaban cumpliendo por lo que las agencias energéticas oficiales (AIE: Agencia Internacional de la energía, EIA: Administración de Información Energética de EEUU y OPEP: Organización de países exportadores de petróleo.) revisaron a la baja las previsiones de crecimiento.



- La oferta de crudo desde EEUU aumentó.
- La huida de grandes capitales y fondos de inversión de los mercados del crudo Brent y WTI hacia otros destinos.

La principal idea de los analistas desde 2014 era que la OPEP reduciría la producción para mantener los precios elevados pero se llevó a cabo una lucha entre países productores y se mantuvieron los ratios de producción anteriores a pesar de la disminución de la demanda produciéndose así el descenso en precios experimentado en los dos últimos años.

En la reunión de 2014 de la OPEP, la postura de Arabia Saudí era que las fluctuaciones son propias del mercado y se ajustarían sin necesidad de intervención externa bajo la idea de que aquellas producciones con mayor coste de extracción dejarían de ser rentables por lo que la oferta terminaría descendiendo y el precio aumentando, pero no todos los países comparten esta idea dado que países como Ecuador, Venezuela, Libia o Nigeria necesitan estos ingresos para mantener sus economías.

Aquellos activos petrolíferos con un coste de extracción más elevado como los no convencionales de EEUU, bitumen en Canadá o el presalino en Brasil han sido los principales causantes del aumento de oferta en los últimos años.

Desde finales de 2015, se ha notado cierto aumento de la demanda de crudo por parte de países en crecimiento como China o India, por otra parte, tanto en EEUU como en Europa, las economías comienzan a remontar por lo que de la misma forma lo hace la demanda de crudo.

Con los análisis realizados, la conclusión es que debido a la diferencia entre oferta y demanda, se han acumulado importantes inventarios que deberán ir desapareciendo paulatinamente hasta que el precio del barril se estabilice y aumente gradualmente hasta 60-70 \$ que se esperan para el 2017. Cabe destacar que las previsiones están sujetas a factores externos que puedan intervenir nuevamente en este mercado.

2. PLANTA TERMOSOLAR RECEPTOR CENTRAL

2.1 Funcionamiento general

Su funcionamiento se basa en la utilización de miles de espejos, llamados heliostatos, con sistemas individuales de seguimiento solar que concentran la radiación en un receptor situado en una torre. Por éste receptor, circula un fluido que absorbe el calor procedente de la radiación reflejada por los espejos siendo posible el uso de agua para generar vapor o sales fundidas en caso de que la planta tenga un sistema de almacenamiento térmico. Una vez que el fluido de trabajo ha circulado a través del receptor, puede pasar a un tanque de almacenamiento (en el caso de que la central disponga de sistema de almacenamiento) o bien directamente al sistema de conversión de potencia donde se obtiene energía eléctrica partiendo de la energía térmica que el fluido posee.

Los principales elementos de la central que se va a diseñar son: Heliostatos, sistema de seguimiento solar, torre central y receptor por lo que se explicarán en su correspondiente apartado.

En una planta termosolar de torre utilizada para generación de electricidad, existen además de los anteriores, los siguientes elementos principales que no han sido descritos en este punto: Generador de vapor, sistema de almacenamiento y sistema de conversión de potencia.



Fig.: 2 Central termosolar con receptor central (Gemasolar) (3)

2.2 Heliostatos

El objetivo de los heliostatos es reflejar la radiación solar directa (DNI) en un punto común siendo necesario un sistema de seguimiento solar que se explicará más adelante.

Existen cuatro elementos fundamentales en un heliostato: El espejo o faceta, la estructura que lo sostiene, el sistema de seguimiento solar y la cimentación que lo sujeta al terreno. Estos elementos aportan flexibilidad y adaptabilidad a la tecnología termosolar de torre frente a otras soluciones similares como podrían ser las plantas cilindro-parabólicas, dado que el campo solar se puede adaptar a terrenos con ligeras pendientes siendo capaz de reducir los efectos de la estacionalidad. (4)

2.3 Sistema de seguimiento solar

El sistema de seguimiento solar, está formado por un conjunto de dispositivos que orientan los heliostatos de forma que los rayos solares incidan lo más perpendicularmente posible a su superficie reflectante. Para entender el funcionamiento y la importancia de este sistema hay que valorar las diferentes posiciones de los rayos en diferentes momentos del día y en diferentes estaciones. A continuación en la siguiente imagen, puede observarse la diferencia que existe en el ángulo de incidencia entre las estaciones de verano e invierno por lo que la utilización del sistema de seguimiento aporta versatilidad a la instalación haciéndola más eficiente durante su vida útil.

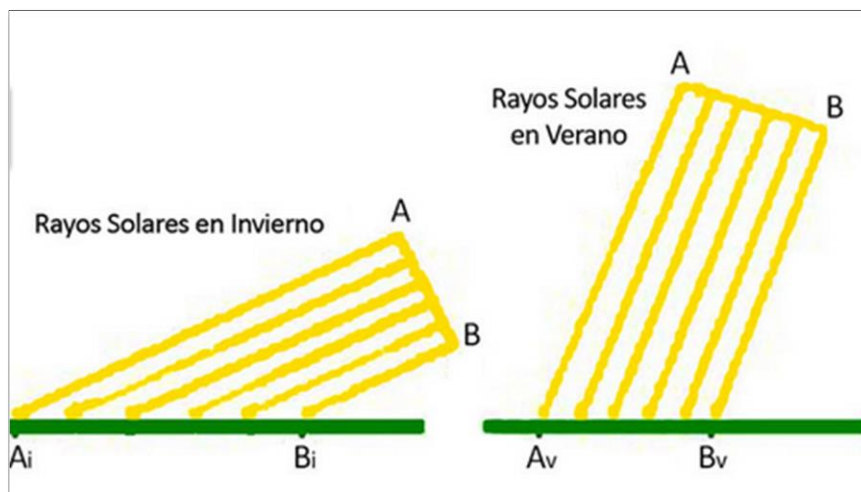


Fig.: 3 Diferencia en la incidencia de los rayos solares sobre el plano horizontal entre las estaciones de Invierno y Verano. Fuente: Las Ventajas de los Seguidores Solares, Valldoreix Greenpower. (5)

Los seguidores pueden diferenciarse por su algoritmo de seguimiento o bien por los diferentes grados de libertad que tenga su movimiento:

Según algoritmo de seguimiento (6):

- Seguidores por punto luminoso: Poseen un sensor que les indica cual es el punto más luminoso en el cielo hacia el cual deben orientarse aunque presentan problemas de orientación en días nublados.
- Seguidores con programación astronómica: Se trata de seguidores que mediante el uso de un software específico y teniendo en cuenta las ecuaciones del movimiento solar, conocen la posición del mismo y se orientan hacia él en cada momento del día. Presentan mayor fiabilidad que los anteriores pero a su vez mayor dificultad al implementar el algoritmo de seguimiento.

Según sus grados de libertad:

- Seguidores de un eje: Los seguidores se mueven a lo largo del azimut solar.
- Seguidores de dos ejes: Los seguidores se mueven a lo largo del azimut solar y el ángulo de elevación solar consiguiendo de esta forma un seguimiento total.

En imagen siguiente, se puede observar la diferencia de producción entre una planta con seguimiento solar y una fija. Se aprecia que tanto en las primeras como en las últimas horas del día se consigue un aumento de producción muy significativo. En el caso de las horas centrales, esta diferencia es menor ya que la instalación fija está orientada para trabajar de forma óptima en esa franja horaria.

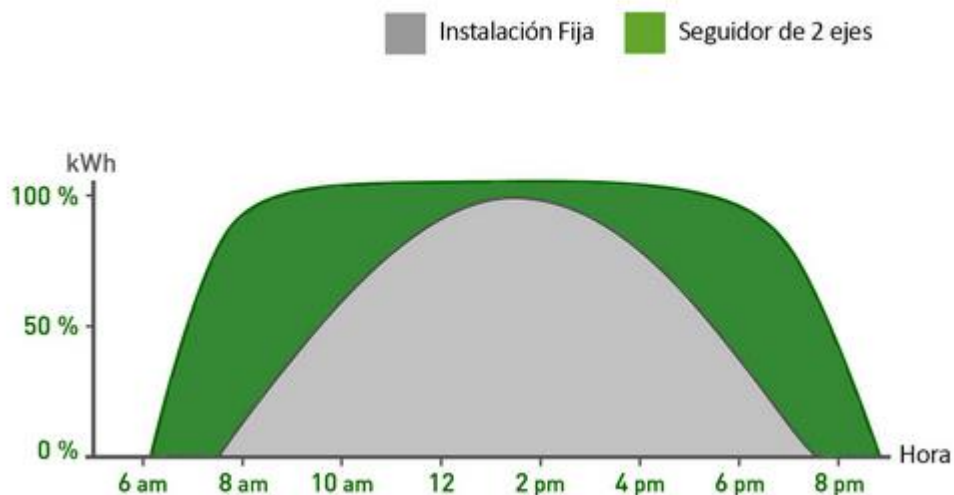


Fig.: 4 Diferencia de producción entre instalación fija e instalación con seguidor de doble eje.
Fuente: Las Ventajas de los Seguidores Solares, Valldoreix Greenpower. (5)



2.4 Torre central

La torre central es la estructura sobre la cual se soporta el receptor. Su diseño está condicionado principalmente por el tamaño del campo solar ya que a mayor diámetro del mismo, mayor tendrá que ser la altura de la torre, superándose en la mayor parte de las centrales termosolares actuales los 100 metros de altura.

Por otro lado, debido a las altas temperaturas que se alcanzan, es necesario que la torre esté formada por materiales resistentes (hormigón o estructura metálica) y a su vez en la medida de lo posible se eviten los efectos de sombras que esta produce sobre el campo solar.

2.5 Receptor

El receptor es un elemento fundamental en la planta, en él se concentra toda la radiación solar reflejada por los heliostatos y se produce la transferencia de calor al fluido de trabajo, por ello, se alcanzan temperaturas muy elevadas siendo muy importante su óptimo diseño y correcta elección para minimizar pérdidas térmicas.

Todos los receptores están formados por tubos, generalmente metálicos con un recubrimiento interno de un material selectivo que absorbe gran parte de la radiación y a su vez tiene una baja emisividad para disminuir las pérdidas. La diferente disposición de estos tubos da lugar a la principal clasificación que puede verse a continuación.

2.5.1. Receptor de cavidad

El conjunto de tubos receptores está en el interior de una cavidad aislada con una sola apertura por la que entran los rayos solares. De esta forma se reducen en gran medida las pérdidas al ambiente por radiación y convección.

El inconveniente principal de este tipo de receptores es que debido a su disposición geométrica, al solo estar abierto por un lado, el campo solar ha de estar situado en esa cara del receptor de forma que no se pueden utilizar disposiciones de heliostatos circulares con lo que el número de espejos se ve reducido en gran medida y con ello la potencia máxima o de diseño a la que la planta podría funcionar.

2.5.2. Receptor cilíndrico

El receptor cilíndrico, está formado por un conjunto de tubos concéntricos a la estructura de la torre, desapareciendo así la principal limitación de los receptores de cavidad y pudiéndose utilizar disposiciones de heliostatos circulares (360°) dando lugar a mayor número de espejos y mayores producciones.

El principal inconveniente de este tipo de receptores, es que debido a la exposición directa de los tubos al ambiente (no se encuentran en una cavidad), existen grandes pérdidas por la convección y radiación que se ven acentuadas conforme se aumenta la temperatura de trabajo.



3. TÉCNICA DE EXTRACCIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO

3.1 Tipos de petróleo

El petróleo en su estado natural, es denominado crudo y adquiere una clasificación según diversos factores como son origen (Crudos de referencia), contenido en azufre o grado API, siendo este último el de mayor interés para este proyecto debido a los diferentes métodos de extracción utilizados según la variación de este parámetro.

3.1.1. Grado API

La gravedad API de las siglas en inglés American Petroleum Institute, representa una medida de la densidad que, mediante una comparación con el agua a una temperatura de referencia, indica como de ligero o pesado es un determinado crudo.

Para realizar el cálculo del grado API, se sigue la siguiente fórmula:

$$\text{Gravedad API} = \left(\frac{141,5}{GE} \right) - 131,5$$

Siendo GE la gravedad específica calculada como la relación entre la densidad del crudo a estudiar y un líquido de referencia a una misma temperatura. Para el cálculo de la gravedad API el fluido de referencia tomado es el agua y la temperatura de ambos fluidos al hacer la medición es de 60 °F.

La clasificación de los diferentes crudos según su grado API puede verse en la siguiente tabla.

Denominación	Grado API (°)	Densidad (Kg/m ³)
Ligero	> 31.1 °	< 870 Kg/m ³
Medio	22.3 - 31.1 °	920 – 870 Kg/m ³
Pesado	10 – 22.3 °	1000 – 920 Kg/m ³
Extra-Pesado	< 10 °	> 1000 Kg/m ³

Tabla 1. Clasificación de crudos según su grado API

Ligero: Se caracteriza por ser fácil de transportar debido a su bajo peso molecular y es utilizado en su mayor parte para obtener diésel, gasolina y queroseno.

Medio: De él se obtiene combustible y materias primas para polímeros y parafinas.

Pesado: La producción, transporte y refinado presenta problemas especiales debido a su elevada densidad. Generalmente se obtienen parafinas, polímeros, aceites y en menor medida combustibles.

Extra-pesado: Es utilizado en mayor medida para producir parafinas, polímeros, aceites y betunes siendo la franja petrolífera del Orinoco (Norte del río Orinoco, Venezuela) la mayor reserva de crudo extra-pesado del mundo.



3.1.2. Contenido en Azufre

Todos los petróleos contienen un porcentaje determinado de azufre, siendo este relevante a la hora de calcular su valor debido a su rendimiento, usos y técnicas de procesado.

Denominación	% Azufre
Crudos Dulces	< 0.5 %
Crudos Ácidos	> 0.5 %

Tabla 2. Clasificación crudos según % de Azufre

Aquellos crudos con un porcentaje de azufre inferior al 0.5% son más valiosos por su mayor facilidad para la obtención de productos derivados como pueden ser: Gasolina, Diésel, Keroseno, Turbocombustible, Bencina Industrial.

Por otro lado, aquellos crudos con un porcentaje de azufre mayor al 0.5% tienen un menor valor que los Crudos Dulces debido a que requieren de procesos más complejos para la obtención de combustibles y, consecuentemente, más costosos. Es por ello que gran parte de los Crudos Ácidos se utilizan para producir derivados como parafinas, aceites y polímeros.

En la siguiente tabla, se puede observar la distribución a nivel mundial de los diferentes tipos de crudos según su contenido en azufre. Los datos han sido obtenidos de la siguiente fuente: (7)

Región	Crudos Dulces	Crudos Ácidos
América	EEUU.	Canadá, Golfo de México, México, Venezuela, Colombia y Ecuador.
Europa	Noruega y Gran Bretaña (Mar del Norte).	-
África	Libia, Argelia, Nigeria, Ghana, República Centroafricana, República del Congo y Angola.	-
Extremo Oriente	China, Indonesia, Malasia, Brunei, India y Vietnam.	-
Medio Oriente	-	Arabia Saudí, Iraq, Kuwait, Irán, Siria y Egipto.
Pacífico	Australia y Nueva Zelanda.	

Tabla 3. Distribución mundial reservas de crudo según % Azufre



3.1.3. Crudos de referencia

A nivel mundial, existen cientos de tipos de petróleo con unas características determinadas que lo hacen útil para la producción de un determinado producto, sin embargo, la mayor parte de las transacciones se refieren a unos crudos de referencia que se exponen a continuación. (8) (9)

Los crudos de referencia varían en función de unas características específicas comunes y del origen de los mismos, siendo estos los más importantes.

WTI

El West Texas Intermediate es el petróleo de referencia en EE.UU, es extraído en reservas de Texas y Oklahoma siendo su calidad una de las más altas aunque solo representa el 0,4 % del bombeo mundial.

Sus características son:

	Gravedad API °	Clasificación según API	Contenido de Azufre (%)	Clasificación según % de Azufre
WTI	39,6 °	Ligero	0.24 %	Dulce

Tabla 4. Características WTI

BRENT

El BRENT es el petróleo de referencia en Europa siendo una mezcla de 15 tipos diferentes de crudos extraídos del mar del norte. También sirve de referencia para aquellos crudos producidos en África y Oriente Medio

Sus características son:

	Gravedad API °	Clasificación según API	Contenido de Azufre (%)	Clasificación según % de Azufre
BRENT	38.06°	Ligero	0.37%	Dulce

Tabla 5. Características BRENT

CESTA OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) tiene un amplio grupo de crudos diferenciados por su grado API. Estos van desde el más pesado (Venezuela – 17° API) al más ligero (Argelia - 44° API) beneficiándose de grandes descuentos frente al WTI y BRENT debido a la menor calidad de los mismos.

ARAB LIGHT

El Arab Light es el petróleo de referencia en Arabia Saudita, extraído en el yacimiento de Ghawar, siendo éste el mayor del mundo con unas reservas estimadas de 70.000 millones de barriles.



Sus características son:

	Gravedad API °	Clasificación según API	Contenido de Azufre (%)	Clasificación según % de Azufre
ARAB LIGHT	34°	Ligero	1.78%	Ácido

Tabla 6. Características ARAB LIGHT

DUBAI

Crudo de referencia en Asia siendo más pesado y de peor calidad que los citados anteriormente. A pesar de ello, su producción ha sufrido un notable crecimiento a la par que han aumentado las importaciones de crudo de las economías emergentes asiáticas, especialmente China e India.

Sus características son:

	Gravedad API °	Clasificación según API	Contenido de Azufre (%)	Clasificación según % de Azufre
DUBAI	31°	Ligero	2.04%	Ácido

Tabla 7. Características DUBAI

3.2 Tecnologías para extracción mejorada del petróleo

La producción del petróleo crudo puede realizarse hasta en tres fases diferenciadas por las diferentes tecnologías de extracción y en consecuencia por el diferente porcentaje de petróleo extraído.

La siguiente imagen, proporciona una vista general de dichas tecnologías:

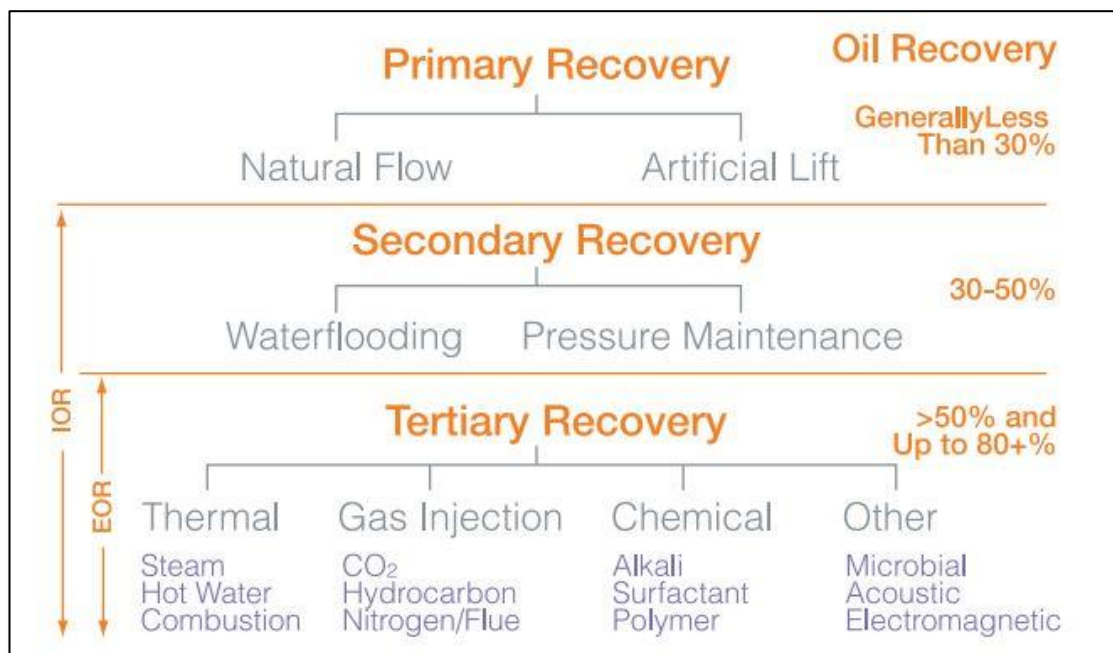


Fig.: 5 Diferentes técnicas de extracción de petróleo. Fuente: (10)

3.2.1. Recuperación Primaria

Durante la primera etapa de producción de petróleo, la propia energía del yacimiento es la encargada de desplazar los hidrocarburos hacia la superficie. Esto es debido a que inicialmente, la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la de la superficie de forma que por esta diferencia de presión, los hidrocarburos ascienden y se lleva a cabo su extracción. A medida que la presión del yacimiento disminuye debido a la producción, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial como pueden ser: bomba de varilla, bomba eléctrica sumergible o instalación de levantamiento artificial por gas. La etapa de recuperación primaria alcanza su fin cuando, debido a la bajada de presión diferencial, el índice de producción deja de ser económico mediante estos métodos. (11)

3.2.2. Recuperación Secundaria

En la segunda etapa de producción del petróleo, un fluido externo como agua o gas se inyecta en el yacimiento a través de pozos comunicados con los pozos de extracción, siendo el principal objetivo mantener la presión que impulsa el crudo. Concretamente, la técnica de inyección de agua es la más utilizada de los métodos de recuperación secundaria cubriendo más de la mitad de los pozos de producción a nivel mundial. (12)



En imagen siguiente, se pueden apreciar los diferentes porcentajes de crudo extraído según la fase de recuperación (primaria o secundaria) y la técnica utilizada:

Reservoir Location	Recovery Efficiency			Oil Remaining % OOIP
	Primary % OOIP	Type of Secondary Recovery	Secondary % OOIP	
California Sandstones	26.5	Pattern Waterfloods	8.8	64.7
Louisiana Sandstones	36.5		14.7	48.8
Oklahoma Sandstones	17.0		10.6	72.4
Texas Sandstones	25.6		12.8	61.6
Wyoming Sandstones	23.6		21.1	55.3
Texas carbonates	15.5	Edge Water Injection	16.3	68.2
Louisiana Sandstones	41.3		13.8	44.9
Texas carbonates	34	Gas Injection Into Cap	21.6	44.4
California Sandstones	29.4		14.2	56.4
Texas Sandstones	35.3		8.0	56.7

Fig.: 6 Eficiencias de recuperación de crudo según fase primaria o secundaria. Fuente: (13)

Puede observarse que en las reservas de California, mediante las fases primaria y secundaria de recuperación, solo se llega a obtener un 35.3% del crudo total de la reserva de forma que se requiere de una fase terciaria de extracción, siendo esta última en la que este proyecto está centrado.

3.2.3. Recuperación Terciaria o Recuperación mejorada del petróleo (EOR)

La recuperación mejorada se refiere a aquella que se lleva a cabo mediante la inyección de fluidos y energía que no están inicialmente presentes en la reserva. Los principales objetivos de dicha inyección son: (13)

- Incrementar la energía natural de la reserva.
- Interaccionar con el crudo y rocas de la reserva para crear condiciones favorables tanto a nivel microscópico como macroscópico que faciliten la extracción del crudo residual:
 - Nivel microscópico: A nivel microscópico, la eficiencia puede ser mejorada reduciendo las fuerzas capilares o la tensión superficial entre el fluido inyectado y el crudo del yacimiento mediante una disminución de su viscosidad.
 - Nivel macroscópico: A nivel macroscópico, el incremento de la eficiencia se refiere a la efectividad del fluido inyectado para arrastrar el crudo del yacimiento hacia los pozos de extracción, es decir, disminuyendo el parámetro de la movilidad definido como:

$$M = \frac{\text{Movilidad del fluido inyectado}}{\text{Movilidad del crudo en yacimiento}} = \frac{\frac{K_{fl}}{\mu_{fl}}}{\frac{K_{crudo}}{\mu_{crudo}}}$$

Donde k es la permeabilidad relativa de un fluido con respecto al otro y μ es la viscosidad.



Las principales técnicas de extracción mejorada del petróleo son las siguientes:

PROCESOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN	INYECCIÓN DE GASES	INYECCIÓN QUÍMICA
Inyección Cíclica de Vapor	Inyección CO ₂	Inundado por Polímeros
Inyección Continua de Vapor	Inyección Nitrógeno	Inyección compuestos tensioactivos. (Surfactantes o alcalinos)
Combustión In Situ	Inyección de Gas Natural	Inundado por compuestos de baja salinidad

Tabla 8 Principales técnicas de extracción mejorada del Petróleo.

PROCESOS TÉRMICOS DE RECUPERACIÓN:

Estos procesos, utilizan la energía térmica para aumentar la temperatura de la reserva, disminuyendo así la viscosidad del crudo y permitiendo su desplazamiento hasta los pozos de extracción. Los procesos térmicos son los más avanzados globalmente pudiéndose dividir principalmente en los siguientes tipos.

- Inyección cíclica de vapor

En éste proceso, el vapor es inyectado en la reserva durante varios días o semanas para calentar el crudo, posteriormente, se detiene el proceso y se pasa a una etapa en la que se espera a que el vapor se distribuya por la reserva y empape toda la cantidad de crudo posible. Finalmente se crea una zona formada por agua caliente procedente de la condensación del vapor y crudo con menor viscosidad por lo que se comienza la extracción de ambos elementos hasta que se detiene la extracción de crudo. Es un proceso que puede ser llevado a cabo repetidas veces hasta que el porcentaje adicional de crudo extraído por usar la técnica no sea rentable con respecto a los costes que la misma supone.

En la imagen que se muestra a continuación, puede verse el proceso de forma esquemática:

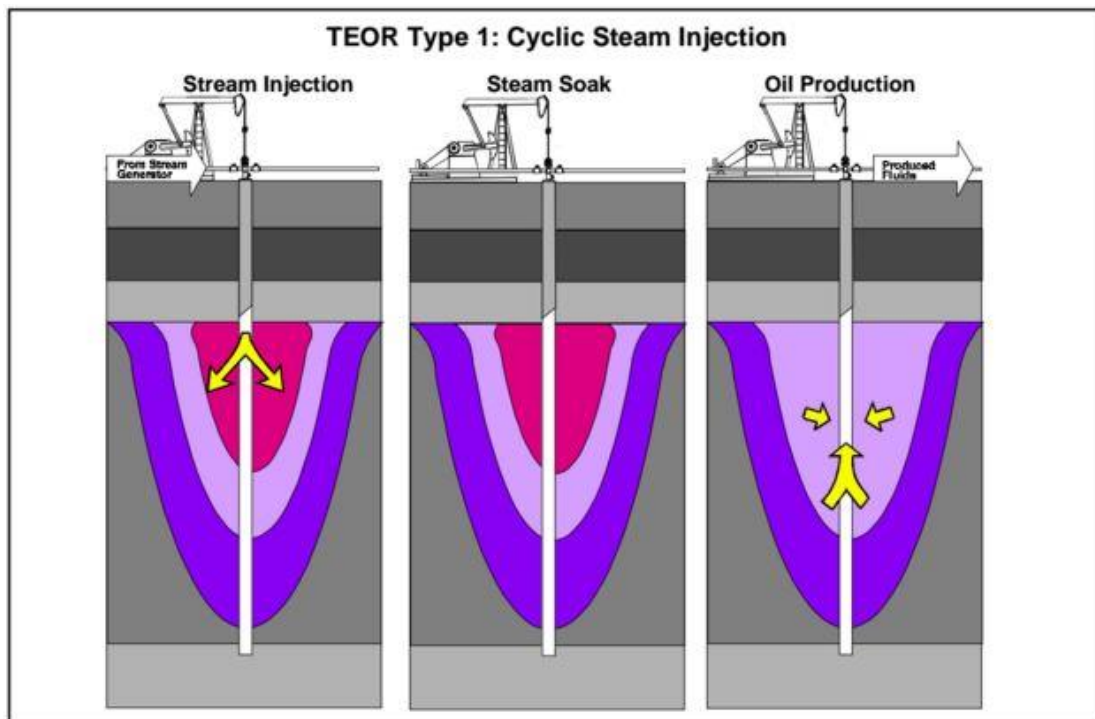


Fig.: 7 Inyección cíclica de vapor. Fuente: (14)

- Inyección continua de vapor

La tecnología de inyección continua, a diferencia de la inyección cíclica, emplea diferentes pozos para la inyección de vapor y para la extracción del crudo. Igual que en el caso de la inyección cíclica, el crudo se calienta reduciéndose su viscosidad y facilitando la extracción. El calor generado, en este caso, vaporiza hidrocarburos ligeros que favorecen la conducción del crudo hacia el punto de extracción y que una vez son enfriados, condensan en forma de líquido disolviéndose en el crudo (13).

Este punto en concreto, corresponde al proceso que se lleva a cabo en el yacimiento de la planta diseñada de forma que gran parte del vapor es generado mediante tecnología solar.

En proceso de forma esquemática, se detalla en la siguiente imagen:

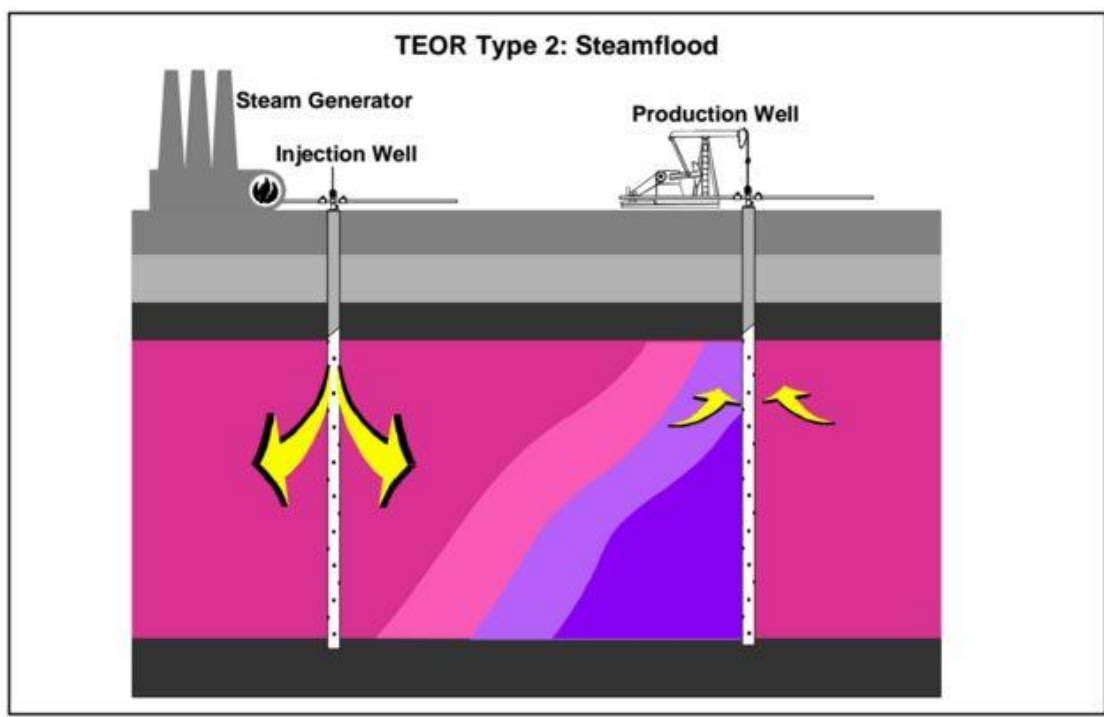


Fig.: 8 Inyección continua de vapor. Fuente: (14)

- **Combustión In Situ**

El proceso de combustión In-Situ consiste en la inyección de un gas con alto contenido en oxígeno que reacciona con el crudo creándose un frente de combustión de alta temperatura que se propaga a lo largo de la reserva. La ignición puede ser inducida con quemadores eléctricos o de gas, o puede ser espontánea si el crudo tiene la suficiente reactividad. El calor de la combustión favorece la conducción del crudo hacia los puntos de extracción como se ha explicado anteriormente. (13)

El esquema de este proceso se muestra a continuación:

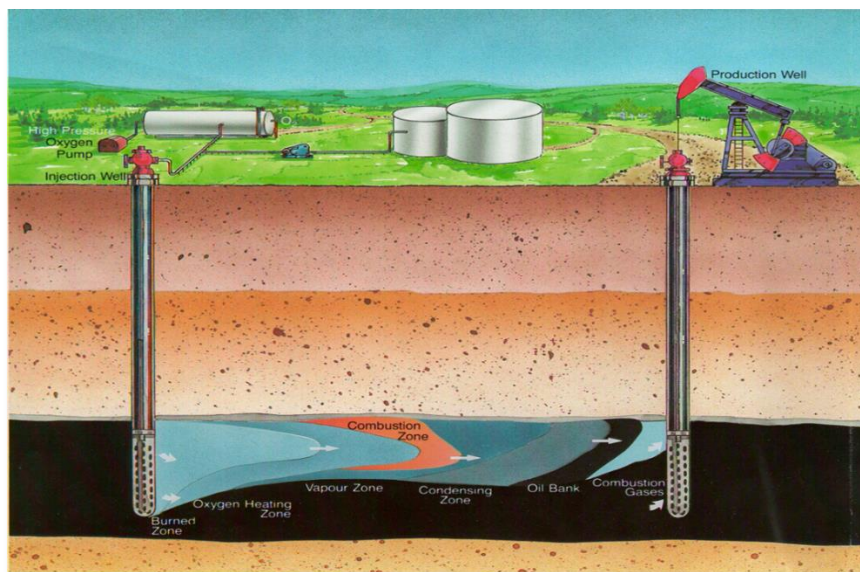


Fig.: 9 Combustión In Situ. Fuente: (15)

PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN DE GASES:

En estos procesos, los gases se mezclan con el crudo de la reserva aumentando su desplazamiento debido a la reducción de la tensión superficial entre el crudo y el agua. Los principales gases usados son CO₂, gas natural y nitrógeno siendo el CO₂ el más utilizado por su menor precio.

Se lleva a cabo mediante el siguiente procedimiento:

- Inicialmente se inyecta agua en la reserva aumentando así la presión.
- Una vez que se ha alcanzado una presión elevada se bombea el gas miscible hacia el yacimiento donde se crea una zona miscible que puede ser dirigida más fácilmente hacia los pozos de extracción.
- Normalmente el proceso se alterna con una fase en la que solo se inyecta agua para barrer el crudo hacia las zonas de producción.

En imagen siguiente, puede verse el proceso de inyección de CO₂ de forma esquemática:

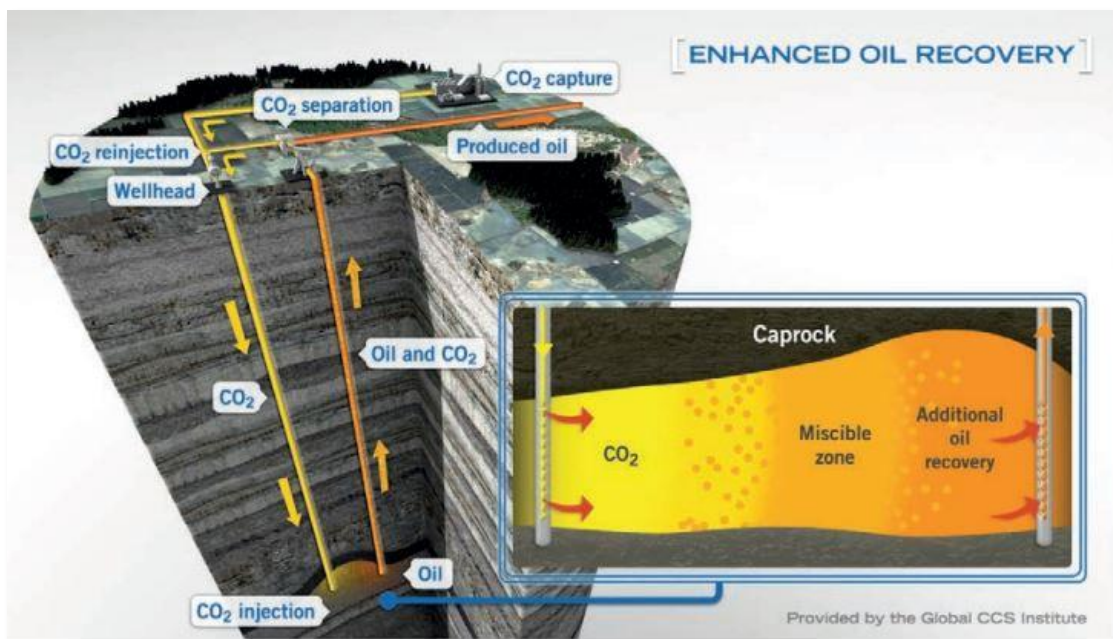


Fig.: 10 Inyección de CO₂. Fuente: Global CCS Institute. (16)

PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEDIANTE INYECCIÓN QUÍMICA:

Este proceso consiste en la inyección de diferentes compuestos químicos con el objetivo de modificar las propiedades del agua aumentando así la recuperación de crudo. Los principales métodos son:

- Inundado polimérico:
Consiste en la adición de polímeros al agua inyectada al yacimiento, haciéndola más viscosa y favoreciendo así el desplazamiento de la reserva de crudo hacia el punto de extracción.
- Reducción de la tensión superficial utilizando surfactantes o alcalinos.
- Inyección de agua de baja salinidad:
Método utilizado en reservas que contienen una alta salinidad por lo que con la inyección de agua con bajo contenido en sales se consigue un movimiento para equilibrar salinidades que contribuye a la extracción del crudo.

3.3 Selección de método de extracción según las condiciones de la reserva

Los criterios de selección de una técnica particular de extracción mejorada son complejos debido a que existen un gran número de parámetros físicos, químicos, geológicos y medioambientales que se deben considerar en cada caso individual.

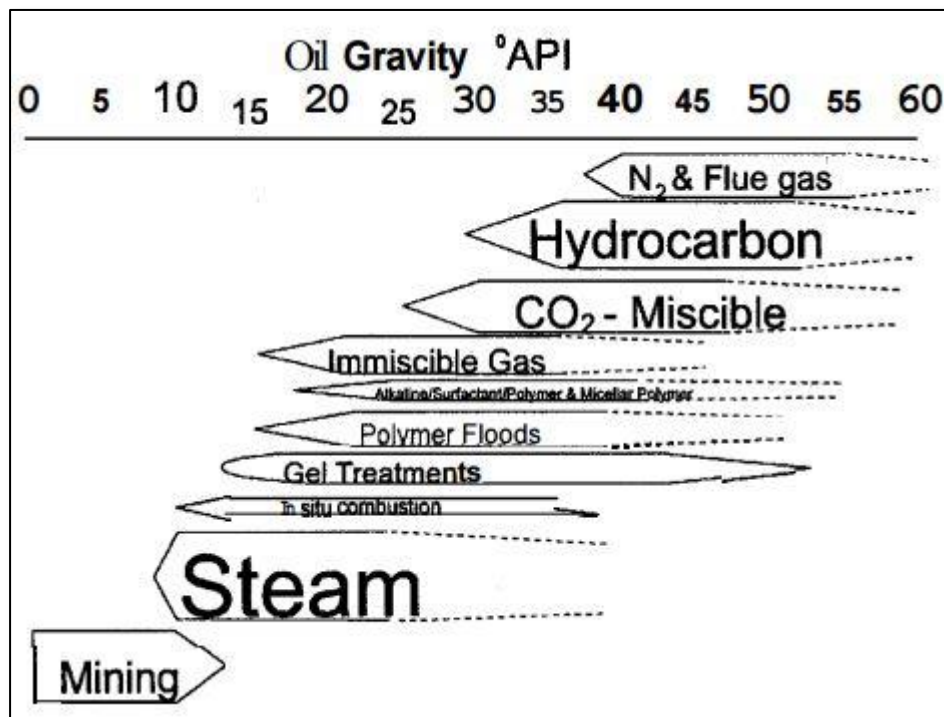


Fig.: 11 Diferentes métodos de extracción mejorada según grado API° Fuente: (17)



4. DIMENSIONADO

4.1 Requerimientos iniciales

En este proyecto, la tecnología solar coexiste con una planta de producción de vapor mediante combustión de gas natural en calderas que se supone ya instalada en el yacimiento.

Ambas tecnologías trabajan conjuntamente de forma que se reduce drásticamente el consumo de gas natural y por consiguiente las emisiones de contaminantes a la atmósfera.

Los requerimientos iniciales del proyecto, se basan en un artículo llamado "Solar assisted method for recovery of bitumen from oil sand" elaborado por integrantes del Massachusetts Institute of Technology (18) en el que se evalúa la viabilidad de la implantación de tecnología solar en una reserva de crudos pesados.

Las condiciones del vapor saturado antes de su inyección en el yacimiento son las siguientes:

- Una temperatura de 275°C ya que en dicho artículo se expone que éstas pueden variar entre 250°C – 300°C para el uso que se le quiere dar.
- Una presión de 60 bar de forma que no se supere la presión de fractura del yacimiento con la que podrían ocasionarse problemas de grietas. Esta presión corresponde a la presión equivalente del vapor de agua saturado a 275°C.

Las propiedades del vapor saturado en estas condiciones son las siguientes:

VAPOR SATURADO					
Presión (bar)	Temperatura (°C)	Volumen específico (m^3/kg)	Energía interna (kJ/kg)	Entalpía (kJ/kg)	Entropía ($\frac{kJ}{kg \cdot K}$)
60	275.6	0.03244	2589.7	2784.3	5.8892

Tabla 9 Propiedades Vapor Saturado (60 bar) (19)

Una vez se inyecta el vapor en el yacimiento, éste cede su calor al crudo facilitando así, como se ha explicado anteriormente, su bombeo hacia el exterior.

En el mismo proceso de bombeo, se extraen conjuntamente el crudo y el agua procedente de la condensación de vapor a una temperatura que varía entre 60-70 °C, siendo necesario que se separen en un separador ubicado en la superficie.

El agua procedente del separador se conduce a un depósito en condiciones de presión y temperatura ambiente (1,013 bar y 25°C) desde el cual se presuriza y bombea al receptor situado en la torre comenzando así un nuevo ciclo.

En el siguiente diagrama de bloques, puede observarse el proceso de forma simplificada:

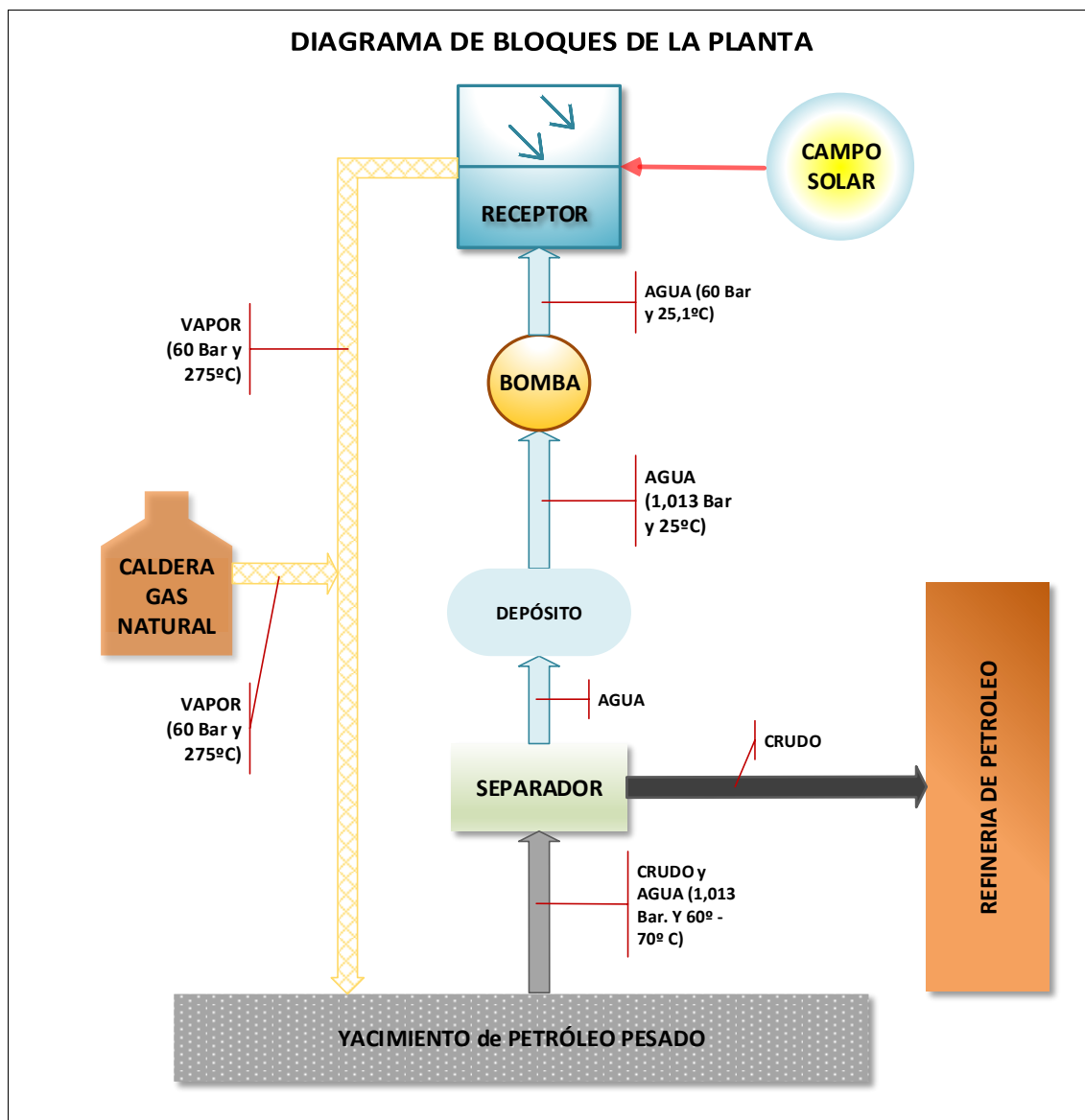


Fig.: 12 Diagrama de bloques de la planta. Fuente: Elaboración propia, Microsoft Visio.

Hasta este punto, se han fijado las condiciones de presión y temperatura del agua-vapor implicada en el proceso de extracción de crudo, pero de cara al dimensionado de componentes es muy importante conocer los caudales necesarios para que el ciclo completo pueda llevarse a cabo. Para ello se ha hecho uso del mismo documento citado al comienzo de este punto (18) donde se toma un ratio de 3 barriles de agua inyectada en forma de vapor por cada barril de crudo extraído. Por lo tanto, para una producción de 10.000 barriles de crudo diarios, que es la supuesta para este yacimiento, es necesario producir e inyectar 30.000 barriles de agua en forma de vapor a lo largo de las 24 horas del día.

Considerando que un barril contiene 159 litros de fluido, la producción necesaria de la planta termosolar trabajando conjuntamente a la caldera de gas natural es de 30.000(barriles) $\times 159(l/barril) = 477.0000$ litros de agua diarios (l/día), es decir, un caudal medio diario de:



$$Q = \frac{4770000}{24 \cdot 60 \cdot 60} = 55,2 \text{ (l/s)}.$$

Para conocer el flujo másico en Kg/s, se toma la densidad del agua en condiciones de 1.013 bar y 25 °C ($\rho = 997,048 \text{ Kg/m}^3$):

$$\dot{m} = 55,04 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

Como resumen, se exponen a continuación las diferentes propiedades del agua en cada punto del ciclo, que serán utilizadas más adelante en el diseño de la planta y han sido obtenidas de la siguiente calculadora de propiedades (19):

Punto	Presión (bar)	Temperatura (°C)	Entalpía (kJ/kg)
1	1,013	25.00	104,929
2	60,000	25.11	110,838
3	60,000	275.58	2.784,56

Tabla 10 Propiedades agua-vapor.

4.2 Elección de la localización

En general, el principal factor a tener en cuenta en proyectos de generación eléctrica mediante tecnología termosolar es la radiación solar del emplazamiento, aunque también influyen otros aspectos técnicos como la superficie disponible, la infraestructura eléctrica o la disponibilidad de agua para los ciclos de potencia.

En este caso, el principal condicionante para el proyecto es la existencia previa de pozos petrolíferos donde se esté utilizando el método térmico de extracción mejorada del petróleo, concretamente, la inyección continua de vapor.

Como resumen, los principales requisitos que debe cumplir el emplazamiento de este proyecto son:

- Presencia de reservas de crudos pesados (Grado API < 22°).
- Pozos de extracción en dichas reservas en los que se esté utilizando tecnología de inyección continua de vapor.
- Elevados valores de radiación solar.
- Presencia de superficie e infraestructuras capaces de albergar la planta.

Es por ello que tras analizar diversas zonas a nivel mundial, la localización final elegida es Kern River Oil Field ubicado en Bakersfield (California, EEUU).

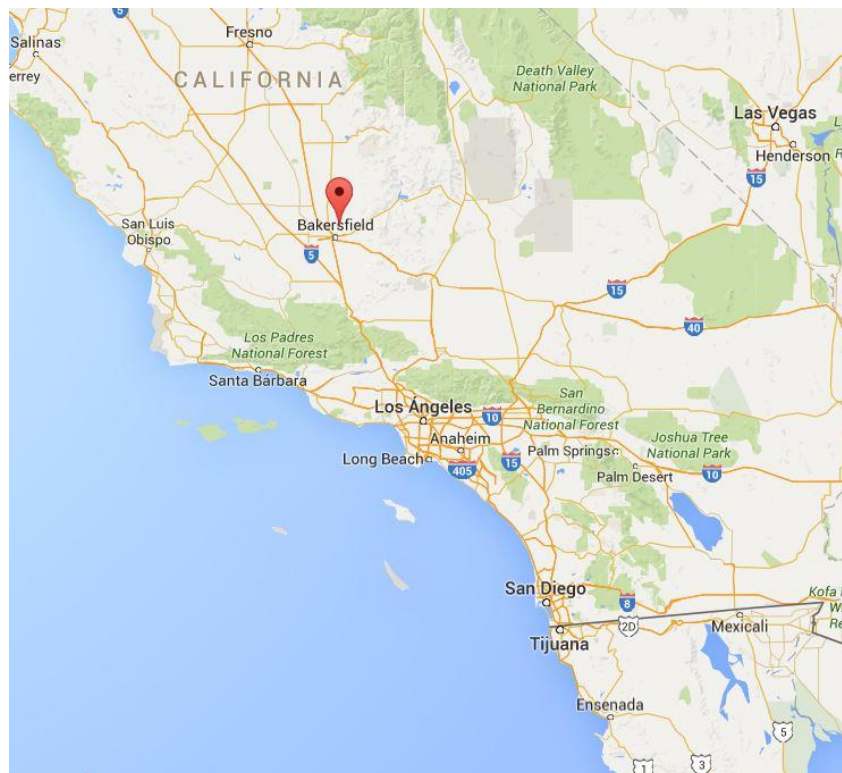


Fig.: 13 Kern River Oil Field (Bakersfield, CA, EEUU). Fuente: Google Maps (20)

Los campos de producción de petróleos pesados de California, constan de las tecnologías de inyección de vapor más avanzadas a nivel mundial y suponen prácticamente la totalidad de la producción de crudos en EEUU utilizando dicha tecnología. También, las condiciones geológicas de la mayor parte de las reservas en California son ideales para la inyección continua de vapor con profundidades menores de 2.000 pies (609.6 m), buena permeabilidad, baja gravedad API (14° API de media) y buenas condiciones de radiación solar (14).

Para obtener datos de la radiación directa solar anual en el emplazamiento seleccionado, se ha hecho uso de la base de datos del software SAM (System Advisor Model) (21) que a su vez toma la información de (NSRDB – National Solar Radiation Database). Concretamente se ha elegido la estación meteorológica situada en Bakersfield (USA CA Bakersfield) (TMY2).

Los datos anuales medios son los siguientes:

MEDIA ANUAL				
Radiación Global ($\frac{Kwh}{m^2 \cdot dia}$)	Radiación Directa ($\frac{Kwh}{m^2 \cdot dia}$)	Radiación Difusa ($\frac{Kwh}{m^2 \cdot dia}$)	Temperatura media (°C)	Velocidad media del viento ($\frac{m}{s}$)
5.25	5.91	1.56	18.5	2.9

Tabla 11 Valores medios (USA, CA, Bakersfield) (21)

El parámetro de mayor interés para este proyecto es la radiación directa que determina la producción de vapor mensual de la planta termosolar. En el gráfico siguiente puede observarse la gráfica anual de la radiación directa calculada como la media de todos los días de cada mes durante las 24 horas del día:

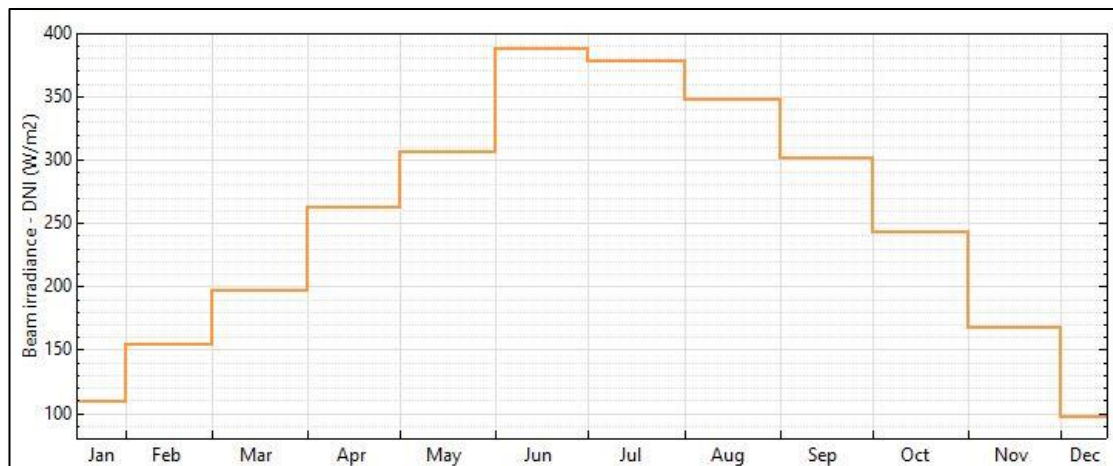


Fig.: 14 Radiación Directa (W/m²) en Bakersfield CA, USA (21)

Cabe destacar que los valores mostrados anteriormente son promedios mensuales (24h), pero en momentos puntuales del día, se alcanzan valores de radiación mucho más elevados que tienen que ser tomados en cuenta a la hora de diseñar una planta de este tipo.

El punto de diseño escogido, ha sido el valor de radiación directa en las horas centrales del día del equinoccio de primavera (22 Marzo), es decir, el día en el que el sol se encuentra a la misma distancia de ambos polos terrestres y los rayos solares inciden lo más perpendicularmente posible a la superficie. Los valores de radiación directa de ese día son los mostrados en la siguiente imagen;

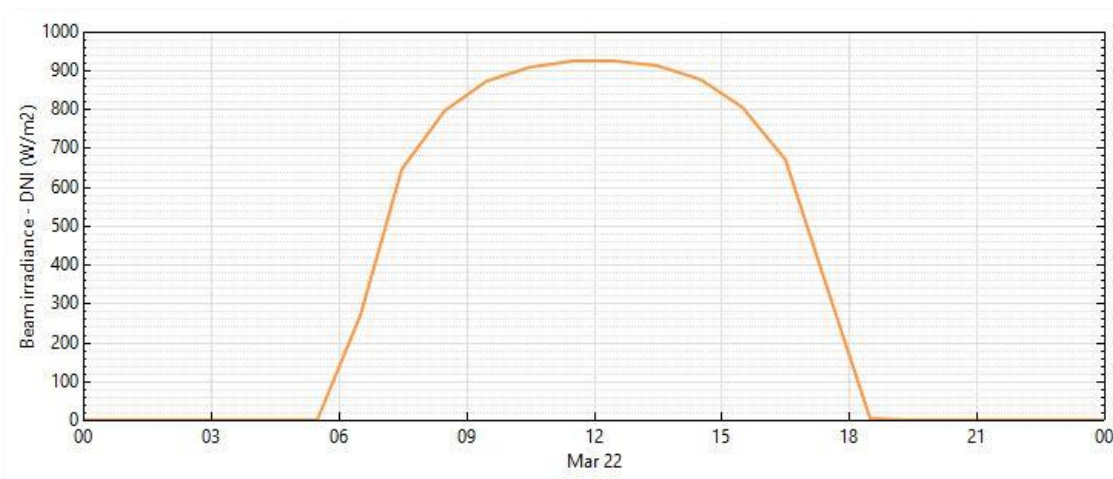


Fig.: 15 Radiación Directa (W/m²) 22 Marzo en Bakersfield CA, USA (21)

Puede observarse que la radiación directa que se alcanza en las horas centrales del día 22 de Marzo ronda los $920 \frac{W}{m^2}$ siendo esta el punto de diseño escogido, por lo que cuando la planta



se encuentre trabajando bajo esas condiciones generará la totalidad del vapor necesario establecido en el punto Requerimientos Iniciales.

4.3 Dimensionado y disposición del campo solar

4.3.1. Dimensionado de campo solar

Una vez supuestos el requerimiento de flujo másico y las propiedades del fluido necesarias en cada punto del ciclo así como la radiación directa del punto de diseño, para llevar a cabo el dimensionado de heliostatos solo queda por determinar la producción de vapor que la planta solar genera en dicho punto de diseño.

Como se ha explicado anteriormente, los 55,04 Kg/s de vapor necesarios para el yacimiento, en funcionamiento normal de la planta, son generados conjuntamente por la combustión de gas natural en calderas preinstaladas y por la planta termosolar. Es por ello que **la condición impuesta para el dimensionado ha sido la generación de la totalidad del vapor necesario para el yacimiento por la tecnología solar en el momento de radiación de diseño del día 22 de Marzo ($920 \frac{W}{m^2}$)**.

Para conocer la potencia necesaria en el receptor y con ello dimensionar el campo de heliostatos, se ha planteado un balance de masa y de energía entre la entrada y la salida del receptor con el fin de conocer el valor de \dot{Q}_{ef} siendo éste la potencia efectiva que requiere el fluido.

Balance de masa en el receptor:

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$$

Balance de energía en el receptor:

$$\frac{dE}{dt} = \dot{Q}_{ef} - \dot{W} + \dot{m}_e \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + gz_e \right) - \dot{m}_s \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + gz_s \right)$$

Suponiendo que el sistema se encuentra en estado estacionario, sin aporte de trabajo (\dot{W}) y con incrementos de energía cinética y potencial despreciables, la ecuación queda simplificada de la siguiente forma:

$$\dot{Q}_{ef} = \dot{m}(h_s - h_e)$$

Siendo:

$$\dot{m} = 55,04 \frac{Kg}{s}$$

$$h_e = 110,838 \frac{Kj}{Kg} \text{ (entalpía del agua a la entrada del receptor)}$$

$$h_s = 2784,56 \frac{Kj}{Kg} \text{ (entalpía del vapor saturado a la salida del receptor)}$$

Se obtiene una potencia térmica efectiva de:

$$\dot{Q}_{ef} = 147.175.985,57 \text{ w}$$



$$\dot{Q}_{ef} = 147,176 \text{ Mw}$$

Para realizar el cálculo del área necesaria del campo solar, es necesario aplicar un rendimiento del receptor, que en este caso se ha supuesto de 0,8. Este rendimiento está determinado por las siguientes pérdidas:

- **Pérdidas por convección:** Debidas a la transferencia de energía desde la superficie del receptor al ambiente. Dependen en gran medida de la temperatura de dicha superficie y se rigen por la ley de enfriamiento de Newton:

$$Q_{convecc} = h * A * (T_{sup} - T_{\infty})$$

Siendo:

$$h = \text{coeficiente de convección expresado en } \frac{W}{m^2 * K}$$

$$A = \text{area a través de la cual se produce la transferencia de energía } [m^2]$$

$$T_{sup} = \text{Temperatura superficial (Cuerpo caliente)} [K]$$

$$T_{\infty} = \text{Temperatura del ambiente} [K]$$

- **Pérdidas por conducción:** Energía transferida a través de todos los elementos sólidos que están en contacto con el receptor. Un ejemplo sería la transferencia de energía a través de los elementos de anclaje del receptor a la torre. Suponen una parte pequeña en comparación a las pérdidas por convección y radiación.
- **Pérdidas por radiación:** Debidas principalmente a la emisividad del receptor. Se rigen por la ley de Stefan-Boltzman:

$$Q_{rad} = A * \varepsilon * \sigma * T_s^4$$

Siendo:

$$A = \text{area del receptor } [m^2]$$

$$\varepsilon = \text{emisividad}$$

$$\sigma = \text{constante de Stefan - Boltzman} = 5,67E - 8 \left[\frac{W}{m^2 * K^4} \right]$$

$$T_s^4 = \text{temperatura superficial del objeto } [K]$$



Partiendo de la potencia efectiva obtenida anteriormente, se calcula el área de campo solar necesaria mediante la siguiente fórmula:

$$\dot{Q}_{ef} = A_{efectiva} * Radiación\ directa * (\eta_{receptor})$$

Siendo:

$$\dot{Q}_{ef} = 147.175.985,57\ w$$

$$Radiación\ directa = 920\ \frac{w}{m^2}$$

$$\eta_{receptor} = 0,8$$

Se obtiene un área efectiva necesaria de:

$$A_{efectiva} = 199.967,37\ m^2$$

El área efectiva calculada anteriormente, no tiene en cuenta las pérdidas que se producen en las diferentes etapas de captación solar por lo que para dimensionar el número concreto de heliostatos, ha sido necesario suponer unos valores estimados que proporcionan un dimensionado del campo solar más óptimo.

En este punto, las principales pérdidas a tener en cuenta son las siguientes:

- **Pérdidas geométricas:** Son debidas a la disposición del campo de heliostatos y se dividen en:
 - Factor coseno: Son aquellas pérdidas proporcionales al coseno del ángulo que forma la normal de la superficie del espejo con respecto al ángulo de incidencia de los rayos solares. Dependen de la posición del sol, es decir, del momento concreto del día y a su vez de la efectividad del sistema de seguimiento solar.

En la imagen que se muestra a continuación, puede apreciarse la diferencia de área efectiva entre dos heliostatos con diferente posición respecto al sol:

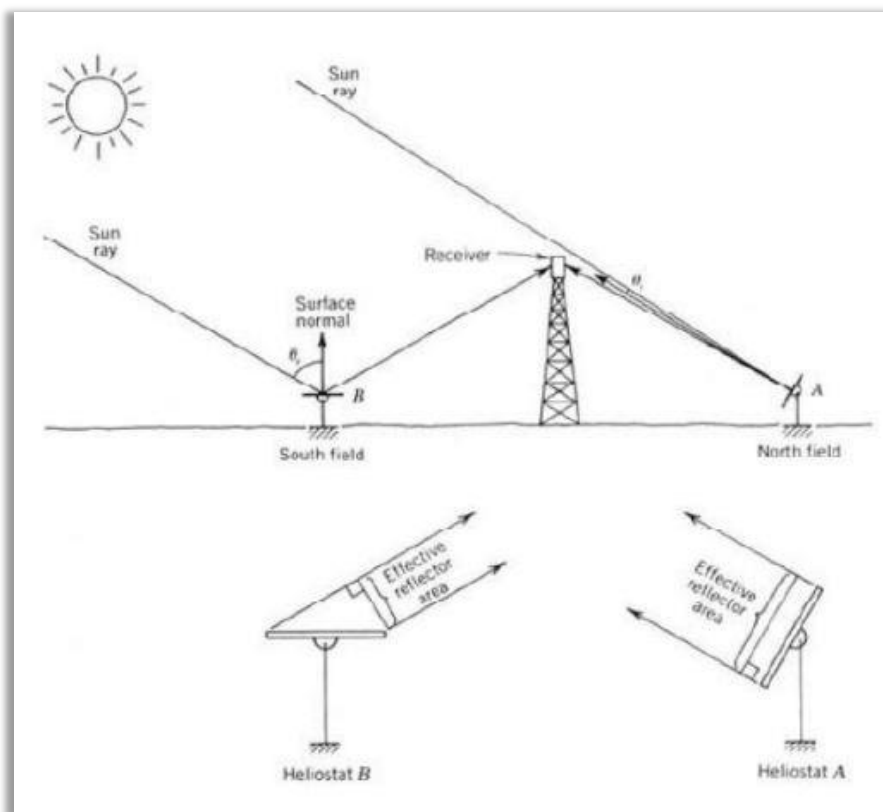


Fig.: 16 Factor coseno. Fuente: Modelado Central Termosolar, Irene Ordóñez Barreiro (22)

En este caso, el rendimiento supuesto debido al factor coseno ha sido de:

$$\eta_{fc}=0.90$$

- Pérdidas por sombras y bloqueos: Las pérdidas por sombras, son aquellas producidas por la proyección de un heliostato sobre otro de forma que se reduce el área efectiva de reflexión mientras que las pérdidas por bloqueos se producen debido a que parte de la radiación solar reflejada por los espejos es bloqueada por otros espejos interpuestos entre la superficie de reflexión y el receptor hacia el cual la misma está orientada.

Una buena disposición de heliostatos en el campo solar reduciría las pérdidas debidas a este factor.

Las sombras y bloqueos, se aprecian en las dos imágenes siguientes:

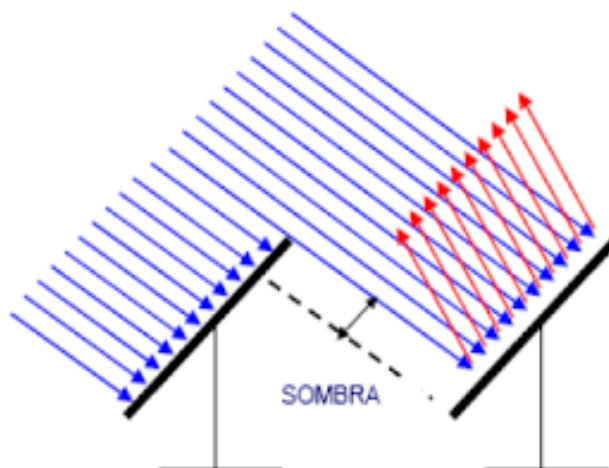


Fig.: 17 Pérdidas por sombras. Fuente: Google Imágenes (23)

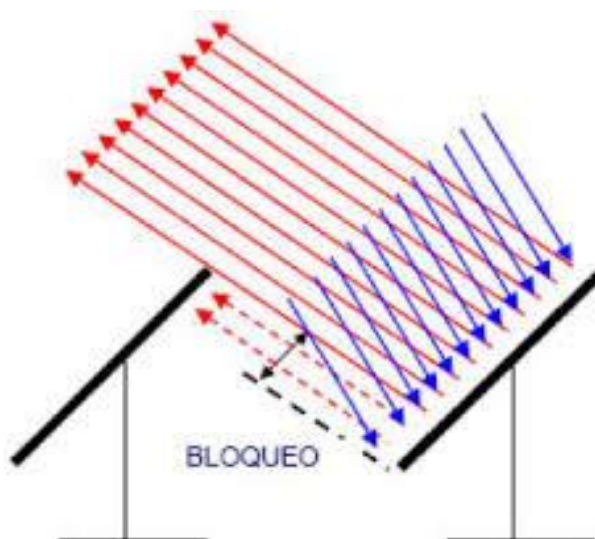


Fig.: 18 Pérdidas por bloqueos. Fuente: Google Imágenes (23)

Para este proyecto, se ha supuesto un rendimiento conjunto por sombras y bloqueos de:

$$\eta_{sb}=0.95$$

- **Pérdidas por reflectividad:** El heliostato, al recibir la radiación solar absorbe una pequeña parte de la misma antes de reflejarla y a su vez, debido a impurezas de la propia superficie, otra pequeña parte deja de ser reflejada siendo estas pérdidas en la reflexión las que dan lugar a dicho factor. Es importante destacar, que el factor de pérdidas por reflectividad va aumentando conforme aumenta el desgaste y ensuciamiento de la superficie del heliostato, es por ello, que las plantas termosolares de torre con campo de heliostatos, requieren de un sistema de limpieza de las superficies de cara a optimizar el rendimiento de las mismas.

Uno de los sistemas de limpieza utilizados, se observa en la siguiente imagen:



Fig.: 19 Sistema de limpieza de heliostatos. Fuente: Google Imágenes (23)

El factor de reflectividad supuesto para este proyecto ha sido de:

$$\eta_{refl}=0.90$$

- **Atenuación atmosférica:** Pérdidas debidas a la absorción y dispersión que la radiación sufre una vez reflejada hasta que llega al receptor. Este factor depende del clima y las condiciones atmosféricas en las que se encuentre la planta. Existen variables como la presencia de aerosoles en el ambiente que contribuye en gran medida a aumentar las pérdidas por atenuación atmosférica (24).

El rendimiento por atenuación atmosférica supuesto para este proyecto ha sido de:

$$\eta_{at}=0.95$$

Por lo que, en conjunto, el rendimiento del campo solar total sería el producto de los explicados anteriormente.

$$\eta_{tcs} = \eta_{fc} * \eta_{sb} * \eta_{refl} * \eta_{at} = 0,73$$

Una vez supuestas las pérdidas del campo solar, se ha calculado la superficie real del mismo a partir de la cual se determina el número de heliostatos.

$$A_{efectiva} = A_{real} * \eta_{tcs}$$

Siendo:

$$A_{efectiva} = 199.967,37 \text{ m}^2$$

$$\eta_{tcs} = 0,73$$

Se obtiene un área real de heliostatos de:

$$A_{real} = 273.543,82 \text{ m}^2$$

Se han utilizado los heliostatos de SENER de la planta Gemasolar ubicada en (Sevilla, España) que tienen las siguientes características (25).



- Tamaño: 120 m^2
- Precisión total de apuntamiento: 0.1°
- Peso sin carga: 2500 Kg
- Elevación 0° - 90° : $9^\circ/\text{min}$
- Azimut 0° - 350° : $12^\circ/\text{min}$

Fig.: 20 Heliostato de Sener. Fuente: Fototeca Sener.
(33)

Por lo tanto, conociendo el área de cada heliostato y el área real obtenida para el punto de diseño, se puede conocer el número total de heliostatos necesarios:

$$A_{real} = N^{\circ}hel * A_{hel}$$

Siendo:

$$A_{hel} = 120 \text{ m}^2$$

$$A_{real} = 273.543,82 \text{ m}^2$$

Se obtiene el siguiente número de heliostatos:

$$N^{\circ}hel = 2.279,53$$

Finalmente, para el dimensionado propuesto, el número final de espejos es 2.280 de 120 m^2 cada uno.

4.3.2. Disposición de heliostatos (MATLAB)

Para llevar a cabo la disposición de los heliostatos calculados anteriormente en el campo solar, normalmente se hace uso de programas especializados que tienen en cuenta un gran número de factores de cara a evitar sombras y bloqueos y posicionar los espejos de la forma más óptima posible con respecto a la posición solar. Para ello, estos programas tienen en cuenta parámetros como (26):

Ángulos asociados a la posición del heliostato:

- Ángulo de inclinación del colector (β): Ángulo formado por los planos del heliostato y la superficie terrestre.
- Ángulo azimutal del colector (g): Ángulo formado por la proyección de la normal al plano del heliostato sobre el plano horizontal con el sentido Sur (suponiendo que se está en el hemisferio Norte).

Ángulo asociado a la posición de la superficie de la Tierra:

- Latitud (λ): Ángulo formado por el radio terrestre y el plano ecuatorial.

Ángulo asociado al movimiento de translación de la Tierra alrededor del Sol:

- Ángulo de declinación (δ): Ángulo formado por el Sol cuando coincide con el meridiano local (mediodía) con el plano del Ecuador.
La declinación mantiene una relación senoidal con el día del año dependiendo exclusivamente del mismo, de acuerdo con la siguiente expresión.

$$\delta = 23,45 \sin(284 + N) \frac{360}{365}$$

Siendo N el día del año tomando como origen el 1 de Enero.

Ángulos asociados al movimiento de rotación de la Tierra sobre su propio eje:

- Altura solar (α_s): Ángulo formado por el haz solar y la horizontal. Es complementario del ángulo cenital (Θ_z) que se explicará a continuación.
- Ángulo azimutal solar (Φ): Desplazamiento angular respecto a la dirección Sur de la proyección del haz solar sobre el plano horizontal.
- Ángulo cenital (Θ_z): Ángulo formado por el haz solar con la vertical. Su expresión es función de la latitud, la declinación y el ángulo horario (se explica a continuación).

$$\cos(\Theta_z) = \sin(\delta)\sin(\lambda) + \cos(\delta)\cos(\lambda)\cos(w)$$

- Ángulo horario (w): Desplazamiento angular respecto de la dirección Sur de la proyección del haz solar sobre el plano ecuatorial. La hora solar (h) y el ángulo horario se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$w = 15(h - 12)$$

- Ángulo de incidencia (Θ): Ángulo que forma el haz solar con la normal al plano de la superficie de apertura del heliostato. Situándose en el hemisferio Norte, su relación con la declinación, la latitud, el ángulo de inclinación y el ángulo horario es la siguiente:

$$\cos(\Theta) = \sin(\delta)\sin(\lambda \pm \beta) + \cos(\delta)\cos(w)\cos(\lambda \pm \beta)$$

- Ángulo de salida y puesta de Sol ($-ws$, ws): Desplazamiento angular respecto a la dirección Sur de la proyección del haz solar sobre el plano ecuatorial a la salida y a la puesta de Sol.

El resultado de la disposición de heliostatos como consecuencia de los valores tenidos en cuenta por estos programas, presenta una forma compleja que depende en gran medida de las coordenadas del emplazamiento seleccionado, es por ello que en aquellas plantas solares que no estén situadas en el plano del Ecuador la disposición no será en círculos concéntricos sino que habrá una mayor concentración de heliostatos en la mitad Norte para aquellas situadas en el hemisferio Norte, dándose el caso contrario en caso de estar en el hemisferio Sur.

La forma de proceder, basada en el PFC (27) ha sido la siguiente:

A partir de este punto, se ha ido incrementando el radio de forma proporcional al número de anillos, es decir, conforme un anillo esté más lejos de la torre, la distancia con respecto al siguiente anillo es mayor para evitar efectos de sombras y bloqueos. Ocurre lo mismo con la distancia entre heliostatos, que aumenta proporcionalmente a la distancia a la torre.

- $$\Delta R = (\sqrt{120} + 1) * \left(1 + \frac{Anillo}{60}\right) [m]$$

Siempre será un valor constante de $\sqrt{120} + 1[m]$ (lado del heliostato más una distancia de seguridad de un metro) al que se le añade un factor de $\frac{\text{Anillo}}{60}$ que corresponde al incremento de radio determinado del anillo en el que se estén realizando los cálculos. En la imagen siguiente, se puede apreciar el incremento de radio de forma ilustrada:

$$\Delta R = (\sqrt{120} + 1) + \text{parámetro dependiente del anillo}[m]$$

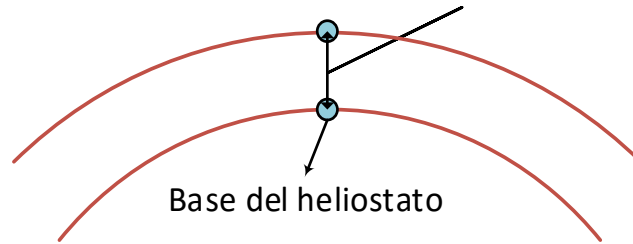


Fig.: 22 Incremento de radio entre anillos consecutivos. Fuente: Elaboración propia

- **Cuerda inicial:**
El valor de la cuerda inicial corresponde a la separación entre las bases de heliostatos del primer anillo. El valor tomado es de:

$$\text{Cuerda inicial} = \sqrt{120} + 2[m]$$

Que corresponde a una separación igual al lado del espejo más una distancia de seguridad de dos metros.

- **Incremento de cuerda:**

$$\Delta \text{Cuerda} = (\sqrt{120} + 2) * \left(1 + \frac{\text{Anillo}}{80}\right)[m]$$

Valor constante de $\sqrt{120} + 2[m]$ (lado del heliostato más una distancia de seguridad de dos metros) al que se le añade un factor de $\frac{\text{Anillo}}{80}$ que corresponde al incremento de separación entre heliostatos de un mismo anillo.

En la siguiente imagen, se observa este parámetro de forma ilustrada:

$$\Delta \text{Cuerda} = (\sqrt{120} + 2) + \text{parámetro dependiente del anillo [m]}$$

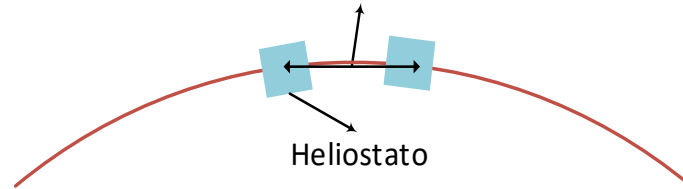


Fig.: 23 Incremento de cuerda heliostatos consecutivos. Fuente: Elaboración propia.

Los resultados obtenidos de la simulación de Matlab son los siguientes:

Anillo	Radio [m]	Δ Radio [m]	Nº Heliostatos
1	60,000	0,00	29
2	72,154	12,15	34
3	84,507	12,35	39
4	97,059	12,55	45
5	109,810	12,75	50
6	122,761	12,95	56
7	135,911	13,15	61
8	149,260	13,35	66
9	162,808	13,55	71
10	176,556	13,75	76
11	190,503	13,95	82
12	204,649	14,15	87
13	218,994	14,35	92
14	233,539	14,54	97
15	248,283	14,74	102
16	263,226	14,94	107
17	278,368	15,14	112
18	293,710	15,34	117
19	309,250	15,54	122
20	324,990	15,74	127
21	340,930	15,94	132
22	357,068	16,14	137
23	373,406	16,34	142
24	389,943	16,54	146
25	406,679	16,74	151
TOTAL HELIOSTATOS			2.280

Tabla 12 Simulación Matlab campo solar. Fuente: Elaboración propia

El número de heliostatos acumulados en función del anillo, se muestra en la imagen siguiente:

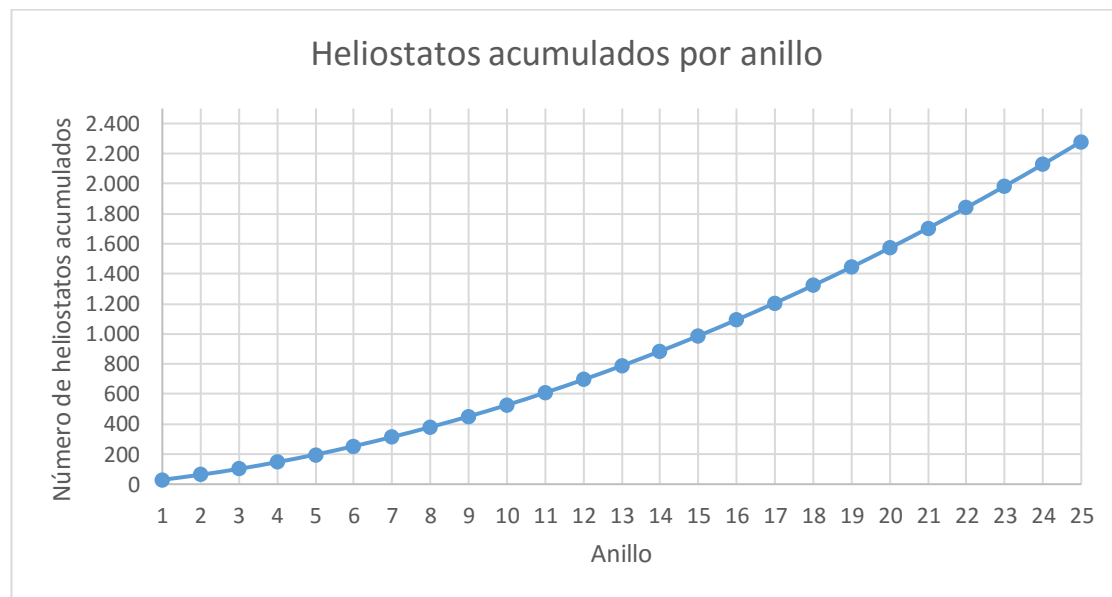


Fig.: 24 Heliostatos acumulados por anillo. Fuente: Elaboración propia.

4.4 Altura de la torre y receptor

La altura de la torre, por lo observado en otras plantas similares (Gemasolar, PS10, PS20) se ha supuesto de 120 m albergando en su parte superior al receptor solar de la planta.

Para tener una idea general de las dimensiones y temperaturas de trabajo del receptor, se recurre al punto de diseño de la planta. Los parámetros del receptor, se han supuesto basándose en las mismas plantas citadas anteriormente. En este caso, al ser la planta estudiada más pequeña, se han tomado medidas proporcionales a las de dichas centrales.

PARÁMETROS DEL RECEPTOR		
Radiación de diseño	920,00	[W/m ²]
Potencia térmica	184.007.764,80	W
Potencia térmica efectiva	147.206.211,84	W
Temperatura de entrada del fluido de trabajo	25,10	°C
Temperatura de salida del fluido de trabajo	275,00	°C
Altura de la torre	120,00	m
Altura del receptor	8,00	m
Diámetro del receptor	6,00	m
Material del receptor	Aleación de Níquel	

Fig.: 25 Parámetros del receptor. Fuente: Elaboración propia con datos de (25).

4.5 Dimensionado de la bomba

Se trabaja con una bomba con un rendimiento isentrópico supuesto de 0.85 y un rendimiento mecánico-eléctrico de 0.9.

La entalpía del fluido a la salida de la bomba aplicando el rendimiento isentrópico citado anteriormente es de 110.84 kJ/kg. Calculada mediante la siguiente fórmula:



$$\eta_{usb} = \frac{\dot{W}_{ideal}}{\dot{W}_{real}}$$

Para conocer la potencia eléctrica de la bomba, es necesario saber el caudal máximo de la instalación que se obtiene una vez analizados los resultados y que concretamente es de 56,91 kg/s durante las horas centrales del día del mes de Julio como se puede ver en la figura 36.

$$\eta_{mec-eléc} = \frac{\dot{W}_{mec}}{\dot{W}_{eléc}}$$

Siendo:

$$\dot{W}_{mec} = \dot{m} * (h_{sb} - h_{eb})$$

La potencia mecánica que la bomba aporta al fluido en el punto de máximo caudal.

$$\dot{W}_{eléc}$$

La potencia eléctrica de la bomba (parámetro a calcular).

Se obtiene una potencia mecánica de:

$$\dot{W}_{mec} = 336.28 \text{ kW}$$

Con lo que se calcula la potencia eléctrica para el punto de máximo caudal:

$$\dot{W}_{eléc} = 373.65 \text{ kW}$$

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el fin de determinar la viabilidad de la planta, se ha llevado a cabo un análisis técnico y económico que permite evaluar el funcionamiento de la misma desde diferentes puntos de vista.

5.1 Producción de vapor de la planta

En este apartado, se analiza la producción de vapor horaria de la planta tomando la radiación de un día representativo de cada mes. De esta forma, puede observarse cómo es un día típico de funcionamiento normal.

En la siguiente gráfica, se exponen los valores de radiación directa de los días representativos de cada mes, tomados del programa SAM en el emplazamiento elegido, que serán utilizados para el cálculo de la producción:

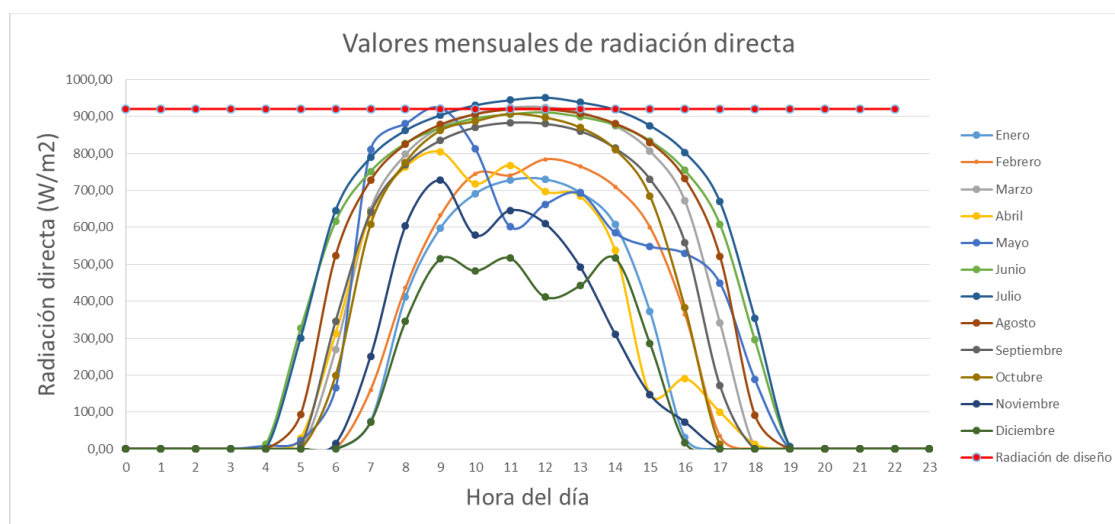


Fig.: 26 Valores mensuales de radiación directa [W/m²].

A continuación en las siguientes tablas, se exponen dichos valores en forma numérica expresados en W/m². Aquellos subrayados en amarillo son los que superan la radiación del punto de diseño de 920 W/m² para la cual está dimensionada la planta por lo que darán lugar a mayores caudales.



ANÁLISIS DE RESULTADOS

	ENERO	FEBRERO	MARZO
0	0,00	0	0
1	0,00	0	0
2	0,00	0	0
3	0,00	0	0
4	0,00	0	0
5	0,00	0	0
6	0,00	2	269
7	74,00	160	648
8	411,00	436	797
9	598,00	632	871
10	691,00	745	907
11	728,00	741	924
12	730,00	784	925
13	694,00	765	911
14	607,00	710	875
15	372,00	600	806
16	31,00	365	671
17	0,00	35	342
18	0,00	0	5
19	0,00	0	0
20	0,00	0	0
21	0,00	0	0
22	0,00	0	0
23	0,00	0	0

Fig.: 27 Radiación directa días representativos [W/m2] ENERO-MARZO.

	ABRIL	MAYO	JUNIO
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	9	12
5	30	23	326
6	313	165	616
7	634	810	751
8	763	880	827
9	804	923	869
10	718	812	895
11	768	601	906
12	697	662	911
13	684	692	899
14	537	585	877
15	148	548	834
16	191	529	754
17	100	449	608
18	13	188	295
19	0	0	7
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0

Fig.: 28 Radiación directa días representativos [W/m2] ABRIL-JUNIO



ANÁLISIS DE RESULTADOS

	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	301	94	10
6	646	524	346
7	789	727	640
8	862	825	769
9	903	878	835
10	930	906	870
11	944	919	883
12	951	919	880
13	938	908	860
14	918	881	814
15	875	830	730
16	803	731	559
17	669	522	172
18	353	92	0
19	7	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0

Fig.: 29 Radiación directa días representativos [W/m2] JULIO-SEPTIEMBRE

	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	199	15	0
7	607	251	72
8	776	604	345
9	862	727	514
10	887	578	482
11	907	646	516
12	897	610	411
13	870	493	442
14	811	311	516
15	684	147	285
16	382	73	17
17	12	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0

Fig.: 30 Radiación directa días representativos [W/m2] OCTUBRE-DICIEMBRE.

Ya que la planta ha sido dimensionada para producir el requerimiento de vapor a $920 \frac{W}{m^2}$, en aquellos momentos puntuales en los que se supera dicha radiación, el flujo másico de vapor producido, es mayor al requerimiento de inyección del pozo de extracción. Esta producción de

vapor adicional no supone en ningún caso un problema ni para la planta, ni para el yacimiento de petróleo como se podrá observar más adelante.

Una vez conocidos los valores de radiación representativos, se ha calculado la producción de vapor horaria [Kg/s] con la tecnología solar con el fin de determinar más adelante los flujos de gas natural ahorrados.

Para ello se ha hecho uso de la siguiente fórmula:

$$\dot{Q}_{ef} = \dot{m}(h_s - h_e)$$

Siendo:

$$\dot{Q}_{ef} = A_{efectiva} * Radiación\ directa * (\eta_{receptor})$$

De forma que el único parámetro variable es la Radiación directa que irá cambiando en las diferentes horas del día.

A continuación, se exponen los flujos máscos de vapor horarios obtenidos tanto gráficamente como en tablas y expresados en [Kg/s].

Se lleva a cabo un análisis trimestral con el fin de detectar en detalle diferentes condiciones de funcionamiento. La línea roja horizontal, supone la producción de diseño para el cual la planta está diseñada, concretamente $55,04 \frac{Kg}{s}$ por lo que mediante las siguientes gráficas y tablas (valores subrayados), se pueden observar aquellos meses en los que se supera dicho valor.

PRIMER TRIMESTRE:

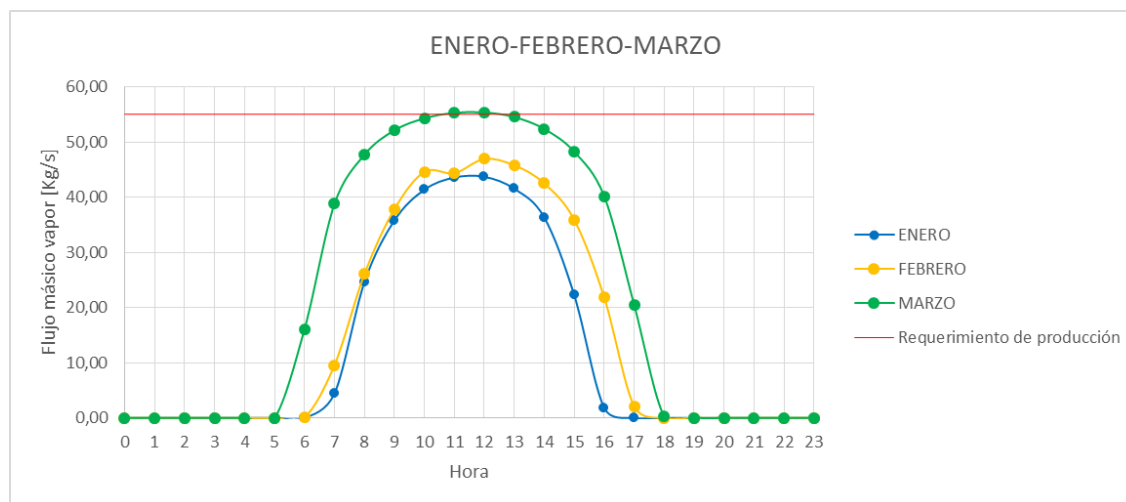


Fig.: 31 Producción de vapor horaria EN-FEB-MAR [Kg/s]



	ENERO	FEBRERO	MARZO
0	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,12	16,10
7	4,43	9,58	38,78
8	24,60	26,09	47,70
9	35,79	37,82	52,12
10	41,35	44,58	54,28
11	43,57	44,34	55,30
12	43,69	46,92	55,36
13	41,53	45,78	54,52
14	36,33	42,49	52,36
15	22,26	35,91	48,23
16	1,86	21,84	40,16
17	0,00	2,09	20,47
18	0,00	0,00	0,30
19	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00

Fig.: 32 Flujo másico de vapor en [Kg/s] ENERO-MARZO

SEGUNDO TRIMESTRE:

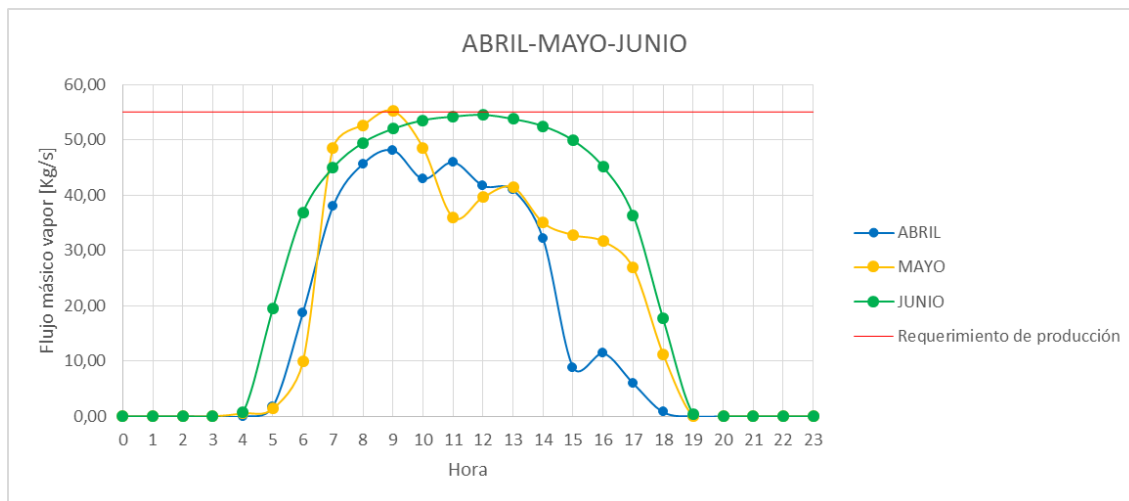


Fig.: 33 Producción de vapor horaria ABR-MAY-JUN



	ABRIL	MAYO	JUNIO
0	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,54	0,72
5	1,80	1,38	19,51
6	18,73	9,87	36,86
7	37,94	48,47	44,94
8	45,66	52,66	49,49
9	48,11	55,24	52,00
10	42,97	48,59	53,56
11	45,96	35,97	54,22
12	41,71	39,62	54,52
13	40,93	41,41	53,80
14	32,14	35,01	52,48
15	8,86	32,79	49,91
16	11,43	31,66	45,12
17	5,98	26,87	36,39
18	0,78	11,25	17,65
19	0,00	0,00	0,42
20	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00

Fig.: 34 Flujo másico de vapor en [Kg/s] ABRIL-JUNIO

TERCER TRIMESTRE:

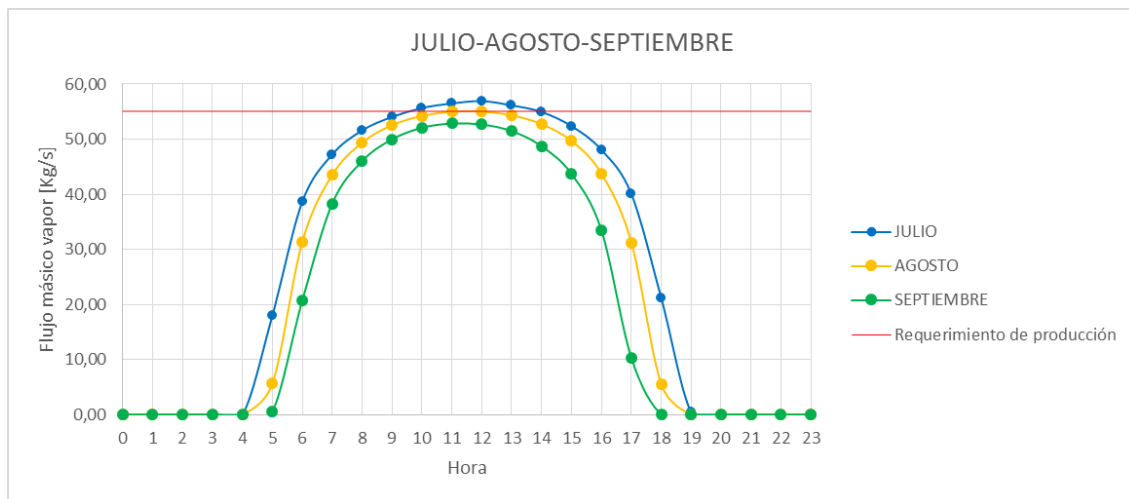


Fig.: 35 Producción de vapor horaria [Kg/s] JUL-AG-SEPT



	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
0	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00
5	18,01	5,63	0,60
6	38,66	31,36	20,71
7	47,22	43,51	38,30
8	51,59	49,37	46,02
9	54,04	52,54	49,97
10	55,66	54,22	52,06
11	56,49	55,00	52,84
12	56,91	55,00	52,66
13	56,13	54,34	51,47
14	54,94	52,72	48,71
15	52,36	49,67	43,69
16	48,05	43,75	33,45
17	40,04	31,24	10,29
18	21,13	5,51	0,00
19	0,42	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00

Fig.: 36 Flujo másico de vapor en [Kg/s] JULIO-SEPTIEMBRE

CUARTO TRIMESTRE:

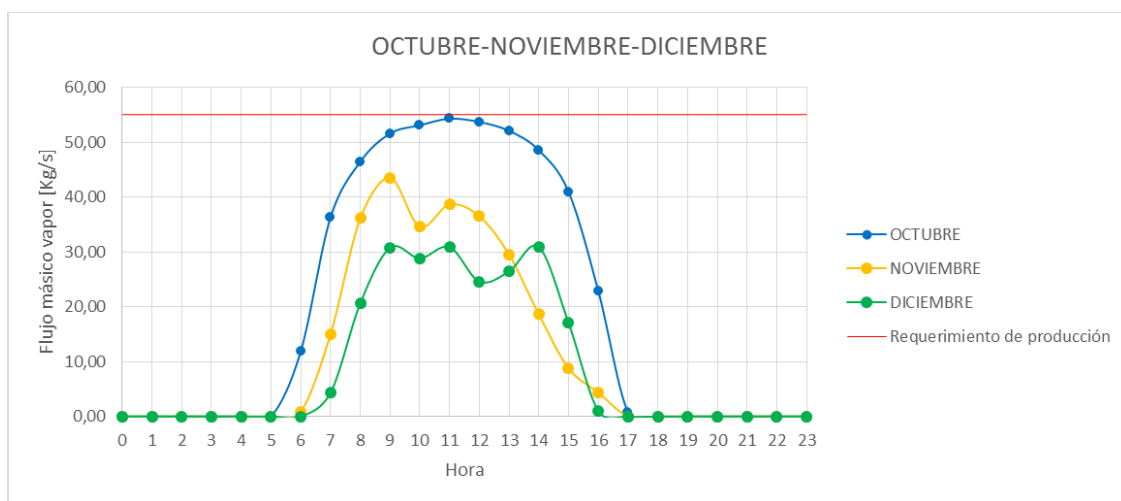


Fig.: 37 Producción de vapor horaria [Kg/s] OCT-NOV-DIC.



	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	0,00	0,00	0,00
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00
6	11,91	0,90	0,00
7	36,33	15,02	4,31
8	46,44	36,15	20,65
9	51,59	43,51	30,76
10	53,08	34,59	28,84
11	54,28	38,66	30,88
12	53,68	36,50	24,60
13	52,06	29,50	26,45
14	48,53	18,61	30,88
15	40,93	8,80	17,06
16	22,86	4,37	1,02
17	0,72	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00

Fig.: 38 Flujo másico de vapor en [Kg/s] OCTUBRE-DICIEMBRE

Se puede observar que en algunos momentos puntuales, la producción alcanzada supera los 55,04 Kg/s impuestos en el diseño, esto es debido a que en esos intervalos horarios existe una radiación superior a 920 W/m² como se ha podido comprobar anteriormente en las tablas de datos de radiación directa.

El hecho de que se esté inyectando durante cortos periodos de tiempo un flujo másico superior al requerido por el yacimiento, no supone ningún problema ya que según el artículo utilizado como fuente principal para el dimensionado de este proyecto (18), los pozos de extracción actúan como una gran masa o bloque teniendo un tiempo de respuesta a los cambios térmicos muy superior a un día. También, según plantas anteriores en las que se ha utilizado el método de inyección de vapor cíclica, demuestran que las pequeñas variaciones en las condiciones de inyección tienen un impacto inapreciable en la presión y temperatura del yacimiento (28) por lo que definitivamente en la planta que se está estudiando en este proyecto, los ratios de inyección ligeramente superiores al requerido tienen un impacto nulo en las condiciones globales del ciclo de extracción.

En líneas generales, exceptuando el periodo que va desde Noviembre a Febrero, se aprecia que los valores de producción son muy próximos al punto de diseño elegido, es decir, las series de datos presentan homogeneidad y altos valores de producción por lo que se verifica que la localización elegida presenta buenas condiciones para la instalación de una planta de este tipo.

En el siguiente gráfico, se comparan los ratios medios de producción anuales con tecnología solar frente a los ratios de producción necesarios mediante calderas donde se observa que, estas, durante las horas centrales del día tendrán un funcionamiento muy limitado debido al aporte de vapor por la tecnología solar.

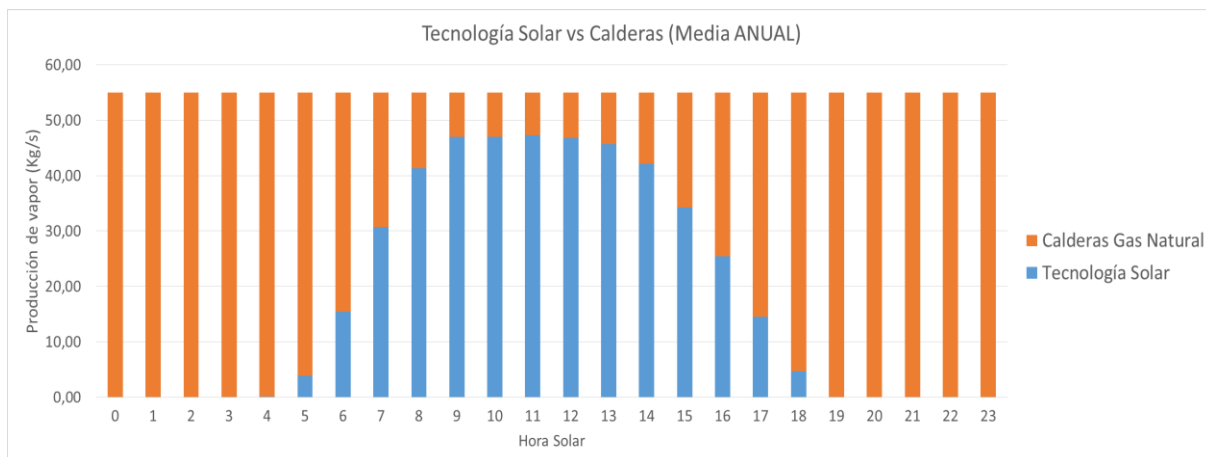


Fig.: 39 Tecnología solar vs Calderas GN. Fuente: Elaboración propia.

Generándose un 34% del vapor diario necesario mediante tecnología solar y un 66% mediante las calderas preinstaladas.

Finalmente, extrapolar los ratios de producción horarios de cada día representativo a un mes completo (se han supuesto 30.4166 días por cada mes para tener homogeneidad en la comparación de valores) se obtiene la producción de kilogramos de vapor expuesta a continuación:

MES	CANTIDAD DE VAPOR
Enero	32.345.240,03 [Kg]
Febrero	39.153.729,57 [Kg]
Marzo	58.655.235,71 [Kg]
Abril	41.938.722,89 [Kg]
Mayo	51.610.840,85 [Kg]
Junio	68.065.236,66 [Kg]
Julio	71.354.805,23 [Kg]
Agosto	63.930.340,70 [Kg]
Septiembre	54.834.880,17 [Kg]
Octubre	51.728.793,51 [Kg]
Noviembre	29.193.282,88 [Kg]
Diciembre	23.590.531,62 [Kg]

Tabla 13 Kg de vapor de agua producidos mensualmente.

Una vez conocidos los valores de producción mediante tecnología solar, se ha de llevar a cabo un análisis económico de los mismos y de la planta que será presentado más adelante. Para ello, es necesario conocer el equivalente en combustión de gas natural que se hubiese gastado en el caso de utilizarse una caldera para alcanzar las mismas producciones.



Los pasos para calcular los kg de gas natural necesarios son los siguientes:

- Se calcula la potencia horaria basada en los datos de radiación presentados al comienzo de este punto.
- Una vez conocida la potencia horaria se hace uso de la siguiente fórmula para calcular la energía absorbida por el agua que entra al receptor en cada hora.

$$P[w] = \frac{\text{Energía}[J]}{t[s]}$$

Los valores mensuales obtenidos de energía transferida al fluido son los siguientes:

MES	CANTIDAD DE ENERGÍA TRANSMITIDA AL FLUIDO [MJ]
Enero	86.482.179,85 [MJ]
Febrero	104.686.188,13 [MJ]
Marzo	156.827.794,14 [MJ]
Abril	112.132.486,03 [MJ]
Mayo	137.993.040,62 [MJ]
Junio	181.987.520,69 [MJ]
Julio	190.782.912,56 [MJ]
Agosto	170.931.958,39 [MJ]
Septiembre	146.613.225,49 [MJ]
Octubre	138.308.413,24 [MJ]
Noviembre	78.054.722,70 [MJ]
Diciembre	63.074.523,39 [MJ]

Tabla 14 Energía transferida al fluido mensualmente [MJ]

- De esta forma, conociendo la energía absorbida por el fluido mensualmente, se pueden calcular los kilogramos de gas natural que hubieran tenido que ser quemados para transferir dicha energía al fluido. Para llevar a cabo este cálculo, es necesario conocer algunos parámetros referentes a las propiedades del gas natural que han sido obtenidos de Gas Natural Distribución (29), concretamente de un documento donde se contabilizan las propiedades del gas distribuido a distintas localidades.

Los valores tomados para el cálculo de este proyecto son:

$$PCI = 10,65 \frac{kwh}{m^3}$$

$$\rho_{GN} = 0,60 \frac{Kg}{m^3}$$



Teniendo en cuenta que 1 kwh = 3.600.000 J y haciendo uso de la densidad citada anteriormente, se obtiene un PCI expresado en J/kg de:

$$PCI = 63.582.089,55 \frac{J}{Kg}$$

Por lo tanto, conociendo los Julios necesarios que hay que aportar al fluido mensualmente y los Julios que proporciona la combustión de un kg de gas natural, se pueden obtener de una manera sencilla los kg de gas natural. Destacar también que se ha tomado un rendimiento de caldera del 80%. El cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$Cantidad\ GN\ necesaria\ [Kg] = Energía\ necesaria\ [J] * \frac{1}{PCI\ \left[\frac{J}{Kg}\right]} * \frac{1}{\eta_{caldera}}$$

Obteniéndose unos valores de:

MES	KG DE GAS NATURAL NECESARIOS
Enero	1.700.207,17 Kg
Febrero	2.058.091,14 Kg
Marzo	3.083.175,53 Kg
Abril	2.204.482,56 Kg
Mayo	2.712.891,35 Kg
Junio	3.577.806,30 Kg
Julio	3.750.720,41 Kg
Agosto	3.360.458,10 Kg
Septiembre	2.882.360,95 Kg
Octubre	2.719.091,46 Kg
Noviembre	1.534.526,53 Kg
Diciembre	1.240.021,44 Kg
TOTAL	30.823.832,94 Kg

Tabla 15 Kg de gas natural que transferirían la energía equivalente a la tecnología termosolar.

- Más adelante se observa que una vez establecido un coste por kilogramo de gas natural, se han utilizado estos valores para llevar a cabo el análisis económico.

Cabe destacar que con la planta diseñada funcionando según las condiciones solares del emplazamiento elegido, se dejan de emitir anualmente 84.765,5 Toneladas de CO₂



5.2 Evaluación económica

El objetivo de este capítulo es presentar una visión lo más exacta posible de las magnitudes económicas del proyecto con el fin de analizar la viabilidad para su puesta en funcionamiento.

Aunque existen otros factores, no solo económicos, que también son importantes a la hora de estudiar la idoneidad de una obra de estas características, tales como; medioambientales, ahorros energéticos, simplificación de soluciones, impacto social, etc.

Como se describe en apartados sucesivos, se han calculado unos valores tanto para la inversión, mantenimiento e ingresos de forma que se pueda confeccionar un flujo de caja.

En este proyecto, hablar de ingresos es complicado, dado que se ha diseñado una planta que a su vez es un medio necesario para producir un producto final, por lo tanto se consideran ingresos por un lado los ahorros de gas natural que se deja de quemar debido a la instalación de tecnología solar y por otro la reducción de la tasa de emisiones de CO₂.

Se ha elaborado el flujo de caja que se podrá observar al final de este punto teniendo en cuenta costes (inversión y explotación/mantenimiento) y ahorros/ingresos (gas natural y tasas de emisiones de CO₂) para después analizar los parámetros económicos VAN y TIR de cara a realizar un análisis de la rentabilidad y periodo de amortización.

A continuación se profundiza en los conceptos de los parámetros que van a ser evaluados económicamente de forma que se pueda apreciar un detalle desglosado de los mismos así como su alcance.

INVERSIÓN INICIAL DE LA PLANTA:

Se contabiliza la inversión inicial de la planta. Para ello, se han utilizado costes estimados de una empresa de construcción de grandes infraestructuras y proyectos de energías renovables (30) en las que el autor de este proyecto ha realizado las prácticas durante un periodo de 6 meses.

La inversión inicial de la planta puede dividirse en las siguientes secciones:

- **Ingeniería**

Se tienen en cuenta los gastos de promoción, visitas al terreno, ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de detalle.

$$\text{Ingeniería} = 3.605.012 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 4%.

- **Suministros:**

El coste de suministros de equipos se divide en las siguientes secciones:

- Equipo mecánico: El coste del equipo mecánico constituye el mayor porcentaje de la inversión inicial de la planta. En él están incluidos: Heliostatos, Receptor y Bombas.



Este es el coste de los equipos sin contabilizar ingeniería previa por parte de los suministradores, transporte, montaje y puesta en marcha, puntos que serán contabilizados más adelante.

$$\text{Equipo mecánico} = 43.260.144 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 48%.

- Tuberías y válvulas:

$$\text{Tuberías y válvulas} = 3.154.385 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 3,5%

- Material eléctrico:

$$\text{Material eléctrico} = 3.154.385 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 3,5%

- Instrumentación y equipos de control: En este punto están incluidos los elementos de control de la planta así como los costes de los equipos necesarios para el sistema de seguimiento solar.

$$\text{Instrumentación y equipos de control} = 3.605.012 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 4%

- Plantas paquete:

Además de los elementos que intervienen directamente en el ciclo de generación de vapor, existen un conjunto de ellos que tienen que estar en la mayor parte de las plantas de este tipo. Los principales en cuanto a costes son los siguientes:

- Sistema de agua de servicios de la planta:

$$\text{Sistema de agua de servicios de la planta} = 270.375,90 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 0,30%

- Planta de tratamiento de aguas:

$$\text{Planta de tratamiento de aguas} = 225.313,25 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 0,25%

- Protección contra incendios:

$$\text{Protección contra incendios} = 180.250,60 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 0,20%



- Acondicionamiento térmico y ventilación:

$$\text{Acondicionamiento térmico y ventilación} = 180.250,60 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 0,20%

- Sistemas de muestreo:

Sistemas que analizan los fluidos de la planta periódicamente con el fin de detectar posibles irregularidades.

$$\text{Sistemas de muestreo} = 135.187,95 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 0,15%

- Construcción y montajes:

Este punto constituye un coste muy relevante para la inversión inicial de la planta. Está dividido en:

- Obra Civil:

$$\text{Obra Civil} = 13.338.544,40 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 14,80%

- Estructuras metálicas:

Montaje de las diferentes estructuras metálicas de la planta.

$$\text{Estructuras metálicas} = 2.343.257,80 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 2,60%

- Montaje mecánico:

$$\text{Montaje mecánico} = 3.875.387,90 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 4,30%

- Montaje de tuberías:

$$\text{Montaje de tuberías} = 2.163.007,20 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 2,40%

- Montaje eléctrico:

$$\text{Montaje eléctrico} = 1.982.756,60 \text{ €}$$

Suponiendo un coste sobre el total del 2,20%



- Montaje de sistemas de instrumentación y control:

$$\text{Montaje Instrumentación y control} = 90.125,30 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 0,10 %

- Aislamientos:

$$\text{Aislamientos} = 991.378,30 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 1,10%

- Pintura de la torre y de los edificios de control:

$$\text{Pintura} = 90.125,30 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 0,10%

- Puesta en marcha:

Es necesaria la contratación de un equipo de ingenieros especializados que pongan la planta en funcionamiento y realicen las pruebas iniciales de seguridad que correspondan.

$$\text{Puesta en marcha} = 2.343.257,80 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 2,60%

- Gastos generales del proyecto:

- Dirección del proyecto: Costes de la dirección del proyecto desde oficina técnica.

$$\text{Dirección del proyecto} = 721.002,40 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 0,80%

- Dirección de construcción: Costes de la dirección del proyecto desde obra.

$$\text{Dirección de construcción} = 1.442.004,80 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 1,60%

- Instalaciones temporales y servicios de obra:

$$\text{Instalaciones y servicios temporales de obra} = 2.523.508,40 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 2,80%

- Gastos indirectos:

$$\text{Gastos indirectos} = 450.626,50 \text{ €}$$

Suponiendo un coste del total del 0,50%

La suma de todos los gastos, asciende a una inversión inicial de la planta de:

$$\text{Inversión Inicial} = 90.125.300,00 \text{ €}$$

A continuación se puede ver un resumen de los gastos generales de inversión del proyecto:

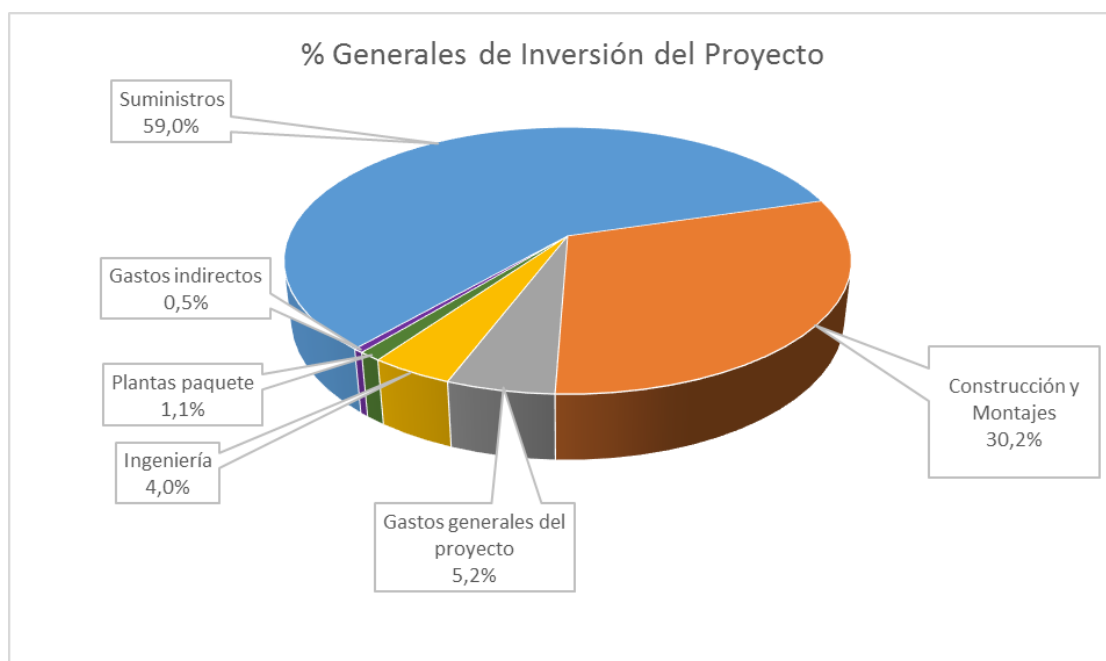


Fig.: 40 Porcentajes generales de inversión del proyecto.

COSTE DE PERSONAL DE OPERACIÓN:

Además de los costes de personal altamente cualificado para ingeniería, obra civil, montaje y puesta en marcha de equipos, etc. que son asumidos por la empresa que realiza el proyecto en formato EPC (engineering procurement and construction) y que han sido cuantificados en la inversión inicial de la planta, existe un personal encargado de la operación de la misma que no tiene por qué pertenecer a la empresa epecista/constructora, por ello, durante los costes estimados basándose también en la misma fuente de referencia (30) citada al comienzo del punto INVERSIÓN INICIAL DE LA PLANTA son los siguientes:



- Año -2 y -1:

Se ha supuesto un coste de 500.000 € anuales. Durante estos años, el presupuesto es mayor al coste de personal de operación que tendrá la planta durante su funcionamiento normal. Esto es debido a que a pesar de que la planta no es funcional durante este periodo, existen numerosos gastos de formación de dicho personal para que una vez se realice la puesta en marcha tenga una cualificación adecuada para su operación.

- Año 1 en adelante:

Durante el primer año de funcionamiento, se ha supuesto un coste de personal de operación de 250.000 € que irá aumentando con un ratio del 2% y que podrá ser regulado de acuerdo a los convenios locales de salario de los trabajadores.

COSTE DE MANTENIMIENTO:

El coste de mantenimiento supuesto basándose en la misma referencia citada en puntos anteriores (30) es de 1.250.000 € durante el primer año, con un aumento anual del 4% debido a desgaste de los equipos, reparaciones, incremento de los costes de la energía consumida, etc.

INGRESOS POR AHORRO DE GAS NATURAL:

Como se ha explicado anteriormente, una vez conocidos los kilogramos de gas natural que se dejan de quemar en las calderas, se puede calcular el ingreso anual que supondrá dicho ahorro. Para ello, inicialmente es necesario conocer el coste del kg de gas natural, parámetro que se ha calculado como se indica a continuación tomando la información de (U.S, EIA Energy Information Administration (31))

Debido a la volatilidad del precio del gas natural, se ha elaborado una toma de datos de los últimos 10 años con el fin de establecer un precio medio que pueda ser más representativo que tomar el último valor conocido.



Los resultados de este análisis son los que se pueden observar a continuación y están expresados en dólares por cada mil pies cúbicos:

Año	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun
2001	8,84	7,21	6,3	6,08	5,46	4,75
2002	4,05	3,7	3,78	3,64	4,07	3,86
2003	5,65	6,4	8,27	5,96	5,78	6,59
2004	6,72	6,52	5,97	6,06	6,34	6,82
2005	7,06	7,15	7,12	7,71	7,19	6,91
2006	10,85	9,38	8,24	7,93	7,63	6,92
2007	7,36	8,25	8,42	8,14	8,11	7,92
2008	8,29	8,96	9,61	10,03	11,35	12,11
2009	7,5	6,43	5,69	5,05	4,4	4,56
2010	6,93	6,76	6,01	5,12	5,08	5,04
2011	5,66	5,77	5,21	5,34	5,21	5,21
2012	4,58	4,19	3,71	3,21	3,02	3,34
2013	4,58	4,54	4,59	4,95	5	4,9
2014	5,62	6,58	6,39	5,78	5,69	5,42
2015	4,76	4,6	4,35	3,86	3,5	3,69

Fig.: 41 Evolución del precio del gas natural (\$/1000ft³). 1/2. Fuente: Elaboración propia con datos de U.S. EIA (31)

Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
4,1	3,99	3,5	3,18	3,88	3,69	5,082
3,8	3,62	3,89	4,18	4,72	4,92	4,019
5,69	5,28	5,32	4,93	5,19	5,9	5,913
6,41	6,36	5,68	6,03	7,64	7,54	6,508
7,4	7,98	10,18	12,06	12,11	11,17	8,670
6,78	7,36	7,21	5,62	7,74	8,23	7,824
7,51	6,72	6,28	7,06	7,87	8,18	7,652
13,06	10,1	9,13	8,1	7,34	7,86	9,662
4,68	4,38	3,89	4,82	5,44	5,97	5,234
5,49	5,37	4,61	4,73	4,6	5,5	5,437
5,05	5,21	4,84	4,71	4,64	4,59	5,120
3,6	3,83	3,56	3,94	4,46	4,73	3,848
4,47	4,31	4,36	4,36	4,62	4,97	4,638
5,36	4,9	4,96	4,97	4,97	5,54	5,515
3,67	3,73	3,58	3,45	3,18	3,38	3,813
Promedio ultima Década						6,128

Fig.: 42 Evolución del precio del gas natural (\$/1000ft³). 2/2. Fuente: Elaboración propia con datos de U.S. EIA (31)

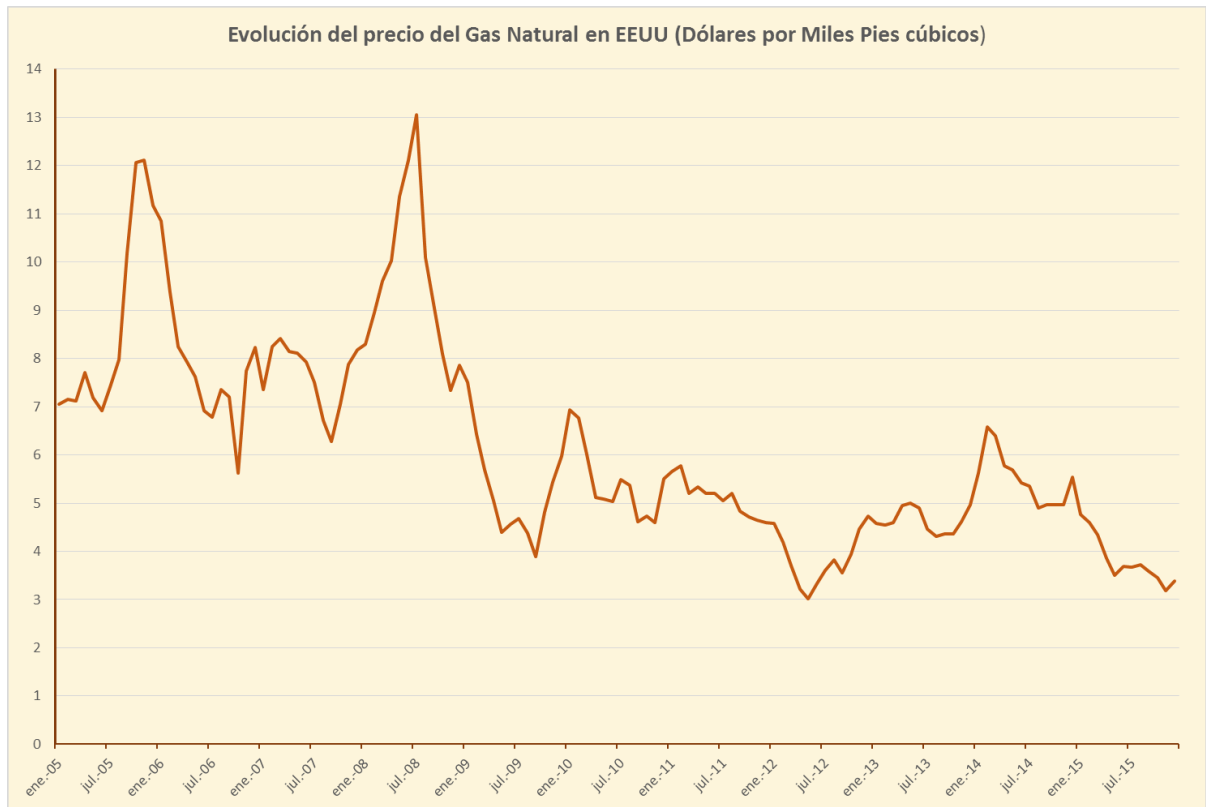


Fig.: 43 Evolución del precio del gas natural industrial en EEUU desde 2005-2015. Fuente: Elaboración propia con datos de U.S EIA (31).

Tomando un precio promedio de los últimos 10 años de $6,128 \frac{\$}{1000 ft^3}$ se calcula el ahorro anual de la planta. Para obtener un valor que se adecúe a las unidades estudiadas en este proyecto, se ha convertido el precio expresado inicialmente en dólares por cada 1.000 pies cúbicos a euros por kilogramo.

Para ello es necesario conocer las siguientes unidades de conversión:

$$1 ft^3 = 0,0283 m^3$$

$$\rho_{GN} = 0,60 \frac{Kg}{m^3}$$

$$1 \$ = 0,88 €$$

Haciendo uso de las mismas, se obtiene un precio de:

$$Precio \text{ gas natural} = 0,32 \frac{€}{Kg}$$



Por lo que utilizando la tabla 15 como partida, se obtienen unos ahorros mensuales de:

MES	INGRESOS DE LA PLANTA EN €
Enero	539.644,62 €
Febrero	653.236,75 €
Marzo	978.597,85 €
Abril	699.701,29 €
Mayo	861.069,90 €
Junio	1.135.593,32 €
Julio	1.190.476,14 €
Agosto	1.066.607,15 €
Septiembre	914.859,43 €
Octubre	863.037,81 €
Noviembre	487.057,69 €
Diciembre	393.581,97 €
ANUAL	9.783.463,91 €

INGRESOS POR AHORRO DE LA TASA DE CARBONO

Debido a la creciente necesidad de reducir las emisiones de CO₂, causante en gran medida del Efecto Invernadero, existen numerosas políticas gubernamentales con ese fin. Entre las diferentes medidas adoptadas, en EEUU existe una tasa al carbono proporcional a las emisiones que se generen. Es por ello, que la drástica reducción de emisiones en el presente proyecto, supone un ahorro sustancial en la tasa mencionada anteriormente y por ello, también es contabilizado en el flujo de caja del estudio económico.

Para cuantificar esta tasa, se ha utilizado una referencia citada en varias ocasiones a lo largo de este proyecto “Solar assisted method for recovery of bitumen from oil sand” (18).

En este documento, se cita el ahorro en estas tasas que supondría cada kg de gas natural que se deja de quemar, ascendiendo a 0,04 \$ por kg. Aplicando el mismo ratio de conversión a € utilizado para otros costes anteriormente, el ahorro en euros por cada kilogramo de gas natural que se deja de quemar es de 0,0352 €/kg.

Teniendo en cuenta que anualmente son 30.823.832,94 Kg de gas que se dejan de quemar, se obtiene anualmente un ingreso por tasas de carbono de:

$$\text{Ahorro por carbon tax primer año} = 1.084.998,919 \text{ €}$$



Como en casos anteriores, se ha supuesto un aumento del presente ahorro de un 2% anual. Esto es debido a las numerosas políticas de reducción de emisiones contaminantes que se están llevando a cabo en EEUU (‘Obama anuncia un plan para reducir en 2030 las emisiones de dióxido de carbono en un 32%’) (32) por lo que se estima que las tasas de carbono aumentarían linealmente con el paso de los años.

FLUJO DE CAJA Y PARÁMETROS ECONÓMICOS

Realizando un flujo de caja de todos los costes/ingresos estudiados anteriormente y teniendo en cuenta los siguientes condicionantes:

- Se ha estimado un periodo de 2 años de construcción de la planta. (años -1 y -2)
- No se valora la obtención del capital inicial mediante créditos bancarios.
- Se ha estimado una vida útil de la planta de 20 años desde su puesta en marcha. (año 1 en adelante)

Se obtienen los siguientes resultados:

AÑO	-2	-1	1	2	3	4	5
Inversión	-3.605.012,00	-86.520.288,00					
Mantenimiento			-1.250.000,00	-1.300.000,00	-1.352.000,00	-1.406.080,00	-1.462.323,20
Gastos de personal	-500.000,00	-500.000,00	-250.000,00	-255.000,00	-260.100,00	-265.302,00	-270.608,04
Ingresos por ahorro de GN			9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91
Ingresos por ahorro de tasa de Carbono			1.084.998,92	1.106.698,90	1.128.832,88	1.151.409,53	1.174.437,72
TOTAL AÑO	-4.105.012,00	-87.020.288,00	9.368.462,83	9.335.162,81	9.300.196,79	9.263.491,44	9.224.970,39
TOTAL ACUMULADO	-4.105.012,00	-91.125.300,00	-81.756.837,17	-72.421.674,36	-63.121.477,58	-53.857.986,13	-44.633.015,74

Fig.: 44 Flujo de caja de la inversión de la planta 1/3

AÑO	6	7	8	9	10	11	12
Inversión							
Mantenimiento	-1.520.816,13	-1.581.648,77	-1.644.914,72	-1.710.711,31	-1.779.139,77	-1.850.305,36	-1.924.317,57
Gastos de personal	-276.020,20	-281.540,60	-287.171,42	-292.914,85	-298.773,14	-304.748,60	-310.843,58
Ingresos por ahorro de GN	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91
Ingresos por ahorro de tasa de Carbono	1.197.926,48	1.221.885,01	1.246.322,71	1.271.249,16	1.296.674,15	1.322.607,63	1.349.059,78
TOTAL AÑO	9.184.554,06	9.142.159,54	9.097.700,48	9.051.086,91	9.002.225,15	8.951.017,58	8.897.362,54
TOTAL ACUMULADO	-35.448.461,68	-26.306.302,14	-17.208.601,66	-8.157.514,75	844.710,40	9.795.727,98	18.693.090,52

Fig.: 45 Flujo de caja de la inversión de la planta 2/3

AÑO	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión								
Mantenimiento	-2.001.290,27	-2.081.341,88	-2.164.595,56	-2.251.179,38	-2.341.226,56	-2.434.875,62	-2.532.270,64	-2.633.561,47
Gastos de personal	-317.060,45	-323.401,66	-329.869,69	-336.467,08	-343.196,43	-350.060,35	-357.061,56	-364.202,79
Ingresos por ahorro de GN	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91	9.783.463,91
Ingresos por ahorro de tasa de Carbono	1.376.040,98	1.403.561,80	1.431.633,03	1.460.265,69	1.489.471,01	1.519.260,43	1.549.645,64	1.580.638,55
TOTAL AÑO	8.841.154,17	8.782.282,16	8.720.631,69	8.656.083,14	8.588.511,93	8.517.788,36	8.443.777,34	8.366.338,20
TOTAL ACUMULADO	27.534.244,69	36.316.526,85	45.037.158,54	53.693.241,68	62.281.753,61	70.799.541,98	79.243.319,32	87.609.657,51

Fig.: 46 Flujo de caja de la inversión de la planta 3/3

- VAN

El Valor Actual Neto es una magnitud que da una idea de la viabilidad de una inversión realizada, mediante la comparación con lo que supondría la misma inversión en un producto financiero como letras del tesoro o productos bancarios del momento.

En el plazo en el que se analiza la variable, para que la inversión que estemos evaluando sea rentable frente a la inversión alternativa, el Valor Actual Neto ha de ser positivo.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Siendo:

$I =$ Inversión inicial

$Q_n =$ Flujo de caja para el año n

$r =$ Tasa de interés con la que se está realizando la comparación

$N =$ Número de años de la inversión

Dado que para la planta solar de este proyecto se ha supuesto un periodo de 20 años de funcionamiento ese será el plazo en el que se calculará el Valor Actual Neto de la inversión aunque también se irá haciendo un análisis desde el año 5 en periodos de 5 años con el fin de ver la evolución de la inversión.

El rédito o tasa de interés supuesta para realizar la comparación es de 2,5%.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

VAN a los 5 años desde puesta en marcha	-45.706.761,47 €
VAN a los 10 años desde puesta en marcha	-10.149.178,57 €
VAN a los 15 años desde puesta en marcha	20.392.610,12 €
VAN a los 20 años desde puesta en marcha	46.400.126,03 €

Fig.: 47 Valor Actual Neto en diferentes periodos.

Se observa que entre el año 10 y el año 15 existe un momento puntual en el que el VAN tendrá un valor de 0. Aunque la duración del proyecto está estimada en 20 años, a partir del momento en el que el VAN tome un valor de 0 sería rentable realizar la inversión en un proyecto de este tipo.

Por lo tanto para la inversión realizada, en un periodo de 20 años el VAN es de:

$$VAN (20 \text{ años}) = 46.400.126,03 \text{ €}$$

- TIR

La Tasa Interna de Rentabilidad es una magnitud de análisis económico similar al VAN que calcula el interés necesario (parámetro r utilizado en el punto anterior) para que el VAN sea 0, es decir, la fórmula da el valor del interés que tendría que proporcionar un producto financiero alternativo para tener la misma rentabilidad que la inversión en cuestión.

La fórmula para su cálculo es la misma que la del VAN pero igualándola a 0.

$$0 = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Qn}{(1+r)^n}$$

Los resultados obtenidos son los siguientes:

TIR a los 5 años desde puesta en marcha	-18,76%
TIR a los 10 años desde puesta en marcha	0,17%
TIR a los 15 años desde puesta en marcha	5,54%
TIR a los 20 años desde puesta en marcha	7,63%

Fig.: 48 Tasa Interna de Rentabilidad en diferentes periodos.

Por lo tanto, la rentabilidad para la inversión realizada en un periodo de 20 años es de:

$$TIR (20 \text{ años}) = 7,63\%$$

- PERÍODO DE AMORTIZACIÓN

Para evaluar el periodo de amortización, es necesario fijarse en el flujo de caja acumulado anualmente, parámetro que puede observarse al comienzo de este apartado. El momento temporal en el que el flujo de caja acumulado se haga 0 representa el momento en el cual la inversión está amortizada y por lo tanto, se han recibido en forma de ingresos todos los gastos de la misma.

En este caso, el período de amortización se encuentra entre el año 9 y 10 desde la puesta en marcha de la planta con unos valores acumulados de:

Acumulado año 9 desde puesta en marcha	-8.157.514,75 €
Acumulado año 10 desde puesta en marcha	844.710,40 €

Fig.: 49 Flujos de caja acumulados años 9 y 10

Para calcular el momento exacto de amortización de la inversión, se ha procedido de la siguiente forma:

Desde el comienzo del año 9 al comienzo del año 10, ha existido un ingreso total de 9.002.225,15 € por lo tanto teniendo en cuenta que un año tiene 365 días y que el ingreso anual está dividido equitativamente entre esos días, el ingreso diario es de 24.663,63 €. De esta forma, dividiendo los - 8.157.514,75 € entre el ingreso diario, se calcula el día en el que el acumulado es 0 € obteniéndose un valor de 330,75 días.

Teniendo en cuenta los dos años de construcción de la planta, la amortización se produce en un plazo de 11 años y 331 días.

6. ALTERNATIVA PROPUESTA.

En este apartado, se expone un diseño alternativo a la planta inicial con el fin de evaluar sus producciones y la viabilidad económica del mismo. El diseño principal, partía de la condición de generar la totalidad del flujo de vapor necesario para el pozo en el punto de diseño, pero debido a la versatilidad de los yacimientos, no es necesario proporcionar un flujo de inyección constante para que las condiciones de presión y temperatura del mismo se mantengan, como puede observarse en las siguientes mediciones (18):

- En una planta de extracción de petróleo con tecnología de inyección de vapor que ha estado en funcionamiento durante un año, si durante un periodo de 60 días se detiene la inyección, las producciones de crudo se reducen solo un 0,83%.
- Para periodos en los que se deje de inyectar vapor entre 15 y 30 días, las reducciones en la producción son de entre 0,4% y 0,6%.
- Se deduce que las variaciones en la inyección debido a periodos de menor carga solar tendrán un impacto muy pequeño sobre el porcentaje de crudo extraído.

Es por ello que **la alternativa propuesta, es el diseño de una planta de dimensiones mucho mayores a la anterior, concretamente 4500 heliostatos** por lo que durante las horas centrales del día, existirán unos ratios de inyección mayores a los 55,04 Kg/s necesarios para un yacimiento de estas características pero de esta forma en las horas del día sin aporte solar, la cantidad de vapor a generar mediante calderas es mucho menor.

Partiendo de que las radiaciones son las mismas ya que el emplazamiento seguirá siendo el mismo y que los rendimientos de heliostatos y receptor se mantienen, los ratios de producción de vapor expresados en Kg/s son los siguientes.

PRIMER TRIMESTRE:

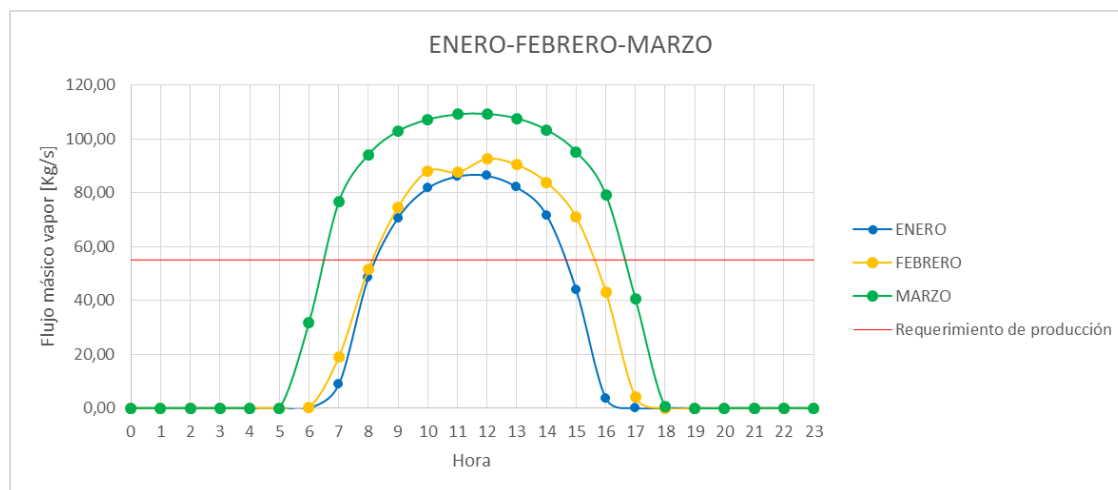


Fig.: 50 Ratio de producción primer trimestre de la planta alternativa.



SEGUNDO TRIMESTRE:

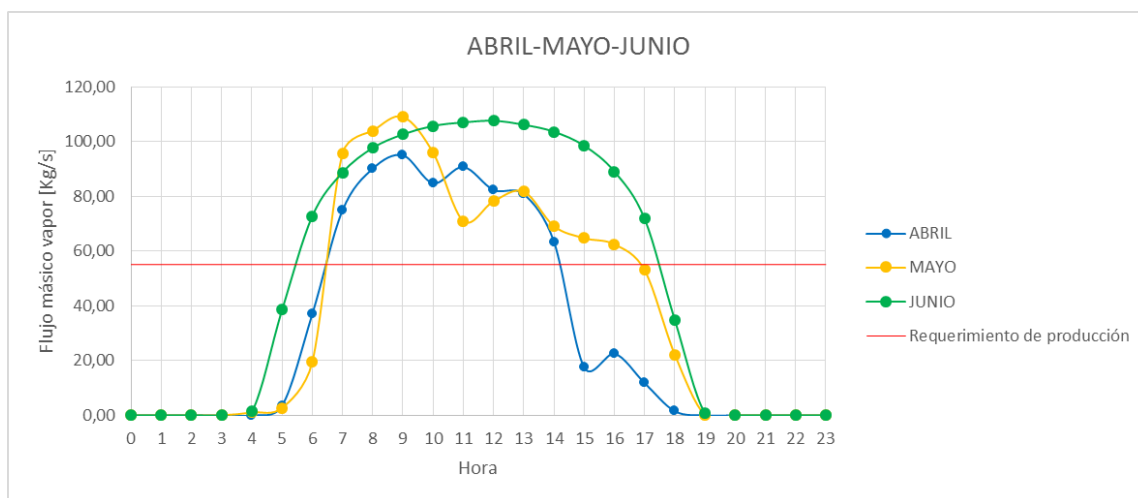


Fig.: 51 Ratio de producción segundo trimestre de la planta alternativa.

TERCER TRIMESTRE:

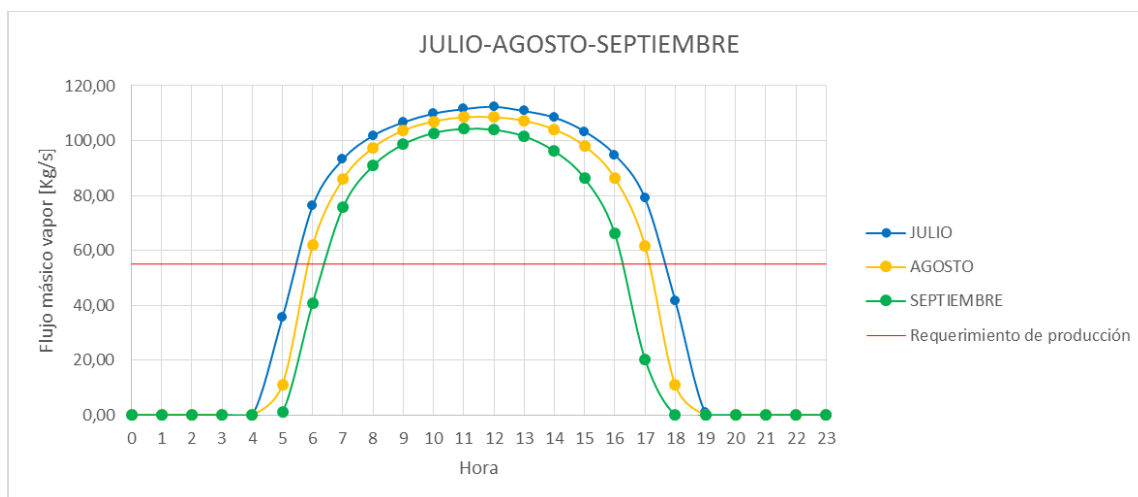


Fig.: 52 Ratio de producción tercer trimestre de la planta alternativa.

CUARTO TRIMESTRE:

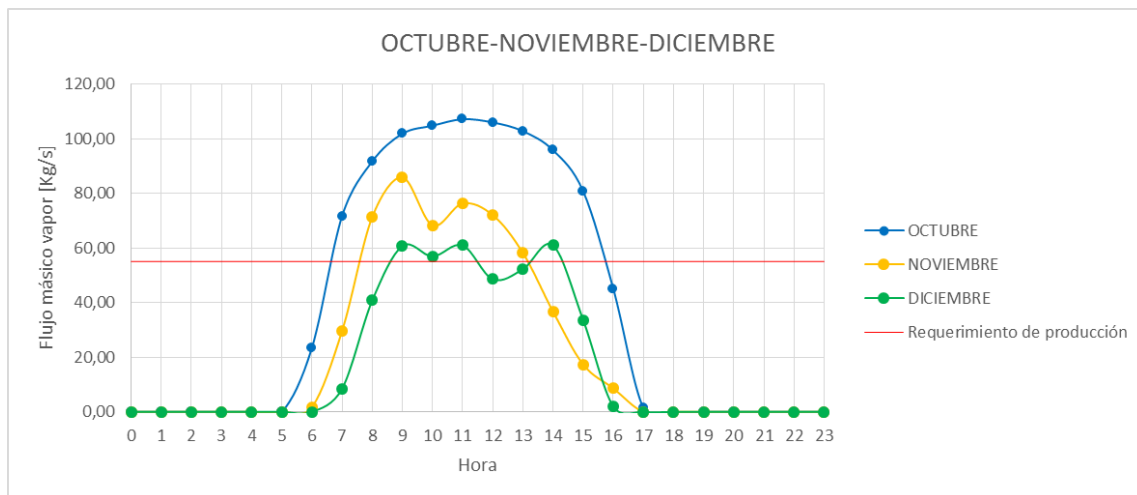


Fig.: 53 Ratio de producción cuarto trimestre de la planta alternativa.

Como se puede observar, con el nuevo diseño de planta, como se ha comentado anteriormente, se supera en todos los meses el ratio de producción necesario. Esto no supondrá un problema dado que esta sobreproducción durante las horas solares, será compensada con una reducción de producción equivalente por la tecnología de calderas, de forma que a lo largo de un día completo (24H) los Kg de vapor inyectados serán los mismos que en el diseño principal de la planta.

A continuación, de cara a realizar un análisis comparativo entre ambas plantas, se realiza el mismo gráfico que la figura 39, es decir, se realiza la media en cada hora de los ratios de producción de los diferentes meses. En este caso no es necesario tener el ratio de 55,04 Kg/s en cada hora por lo que se aprecia una variación.

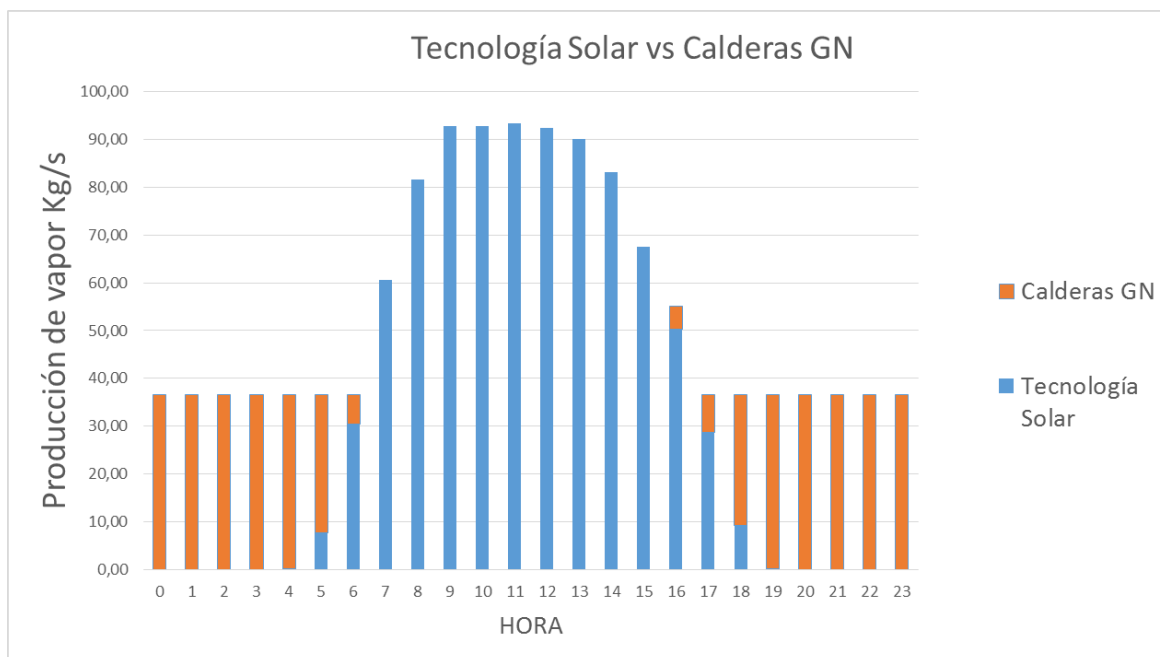


Fig.: 54 Tecnología solar vs Calderas de GN alternativa de diseño.



ALTERNATIVA PROPUESTA.

Generándose un 67% del vapor mediante tecnología solar y un 33% mediante las calderas preinstaladas de gas natural.

Esta planta ahorraría la emisión anual de 167.300 Toneladas de CO₂.

En este caso, la cantidad de vapor producido mediante tecnología solar es mucho mayor que la de la planta de diseño inicial por lo que mensualmente los ingresos serán sustancialmente mayores aunque también lo serán tanto los costes de inversión como los de operación. A continuación se puede ver un resumen del análisis económico de la planta alternativa.

Los ingresos anuales por ahorro de gas natural ascienden a 19.309.468,24 €.

Los ingresos anuales por ahorro de Carbon Taxes ascienden a 2.141.445,24 € con su respectivo incremento anual.

El coste de la planta se ha supuesto de 198.000.000 €

Los costes de mantenimiento aumentan a 1.500.000 € con su respectivo incremento anual.

El flujo de caja es el siguiente:

AÑO	-2	-1	1	2	3	4	5
Inversión	-8.000.000,00	-190.000.000,00					
Mantenimiento			-1.500.000,00	-1.560.000,00	-1.622.400,00	-1.687.296,00	-1.754.787,84
Gastos de personal	-800.000,00	-800.000,00	-250.000,00	-255.000,00	-260.100,00	-265.302,00	-270.608,04
Ingresos por ahorro de GN			19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24
Ingresos por ahorro de tasa de Carbono			2.141.445,24	2.184.274,14	2.227.959,62	2.272.518,82	2.317.969,19
TOTAL AÑO	-8.800.000,00	-190.800.000,00	19.700.913,48	19.678.742,38	19.654.927,86	19.629.389,06	19.602.041,55
TOTAL ACUMULADO	-8.800.000,00	-199.600.000,00	-179.899.086,52	-160.220.344,14	-140.565.416,28	-120.936.027,22	-101.333.985,67

Fig.: 55 Flujo de caja 1/3 Alternativa de diseño.

AÑO	6	7	8	9	10	11	12
Inversión							
Mantenimiento	-1.824.979,35	-1.897.978,53	-1.973.897,67	-2.052.853,58	-2.134.967,72	-2.220.366,43	-2.309.181,08
Gastos de personal	-276.020,20	-281.540,60	-287.171,42	-292.914,85	-298.773,14	-304.748,60	-310.843,58
Ingresos por ahorro de GN	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24
Ingresos por ahorro de tasa de Carbono	2.364.328,58	2.411.615,15	2.459.847,45	2.509.044,40	2.559.225,29	2.610.409,79	2.662.617,99
TOTAL AÑO	19.572.797,26	19.541.564,26	19.508.246,61	19.472.744,22	19.434.952,67	19.394.763,00	19.352.061,57
TOTAL ACUMULADO	-81.761.188,41	-62.219.624,15	-42.711.377,55	-23.238.633,33	-3.803.680,66	15.591.082,34	34.943.143,91

Fig.: 56 Flujo de caja 2/3 Alternativa de diseño.

AÑO	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión								
Mantenimiento	-2.401.548,33	-2.497.610,26	-2.597.514,67	-2.701.415,26	-2.809.471,87	-2.921.850,74	-3.038.724,77	-3.160.273,76
Gastos de personal	-317.060,45	-323.401,66	-329.869,69	-336.467,08	-343.196,43	-350.060,35	-357.061,56	-364.202,79
Ingresos por ahorro de GN	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24	19.309.468,24
Ingresos por ahorro de tasa de Carbono	2.715.870,35	2.770.187,76	2.825.591,51	2.882.103,34	2.939.745,41	2.998.540,32	3.058.511,12	3.119.681,35
TOTAL AÑO	19.306.729,81	19.258.644,08	19.207.675,39	19.153.689,24	19.096.545,35	19.036.097,46	18.972.193,03	18.904.673,03
TOTAL ACUMULADO	54.249.873,72	73.508.517,80	92.716.193,19	111.869.882,43	130.966.427,79	150.002.525,24	168.974.718,27	187.879.391,30

Fig.: 57 Flujo de caja 3/3 Alternativa de diseño.



Con los siguientes parámetros económicos:

- VAN

VAN a los 5 años desde puesta en marcha	-103.280.357,62 €
VAN a los 10 años desde puesta en marcha	-27.036.731,76 €
VAN a los 15 años desde puesta en marcha	39.655.528,88 €
VAN a los 20 años desde puesta en marcha	97.775.657,19 €

Fig.: 58 VAN Alternativa de diseño.

- TIR

TIR a los 5 años desde puesta en marcha	-19,57%
TIR a los 10 años desde puesta en marcha	-0,35%
TIR a los 15 años desde puesta en marcha	5,19%
TIR a los 20 años desde puesta en marcha	7,38%

Fig.: 59 TIR Alternativa de diseño.

- PERIODO DE AMORTIZACIÓN

Acumulado año 10 desde puesta en marcha	-3.803.680,66 €
Acumulado año 11 desde puesta en marcha	15.591.082,34 €

Fig.: 60 Periodo de amortización alternativa de diseño.

Obteniéndose la amortización de la planta a los 12 años y 72 días desde el comienzo de la construcción.

7. CONCLUSIÓN

Como se ha visto con anterioridad, existen enormes cantidades de gas natural que son quemadas para generar vapor con la finalidad expuesta en este proyecto, por ello aportar una alternativa a esta práctica supone además de una solución económicamente viable, una mejora en la versatilidad del uso del gas natural ya que no todos los países disponen de grandes reservas del mismo.

Los objetivos planteados al comienzo de este proyecto, han sido conseguidos de forma satisfactoria comenzando por la elección de un emplazamiento óptimo ubicado en California, EEUU que posee unas condiciones favorables por la presencia de altos valores de radiación solar y grandes reservas de crudos con una gravedad API de 14° de media.

Una vez conocido el emplazamiento, se han presentado y analizado dos soluciones técnicas diferenciadas por el tamaño del campo solar. La planta diseñada inicialmente posee 2.280 heliostatos y una producción media anual de vapor que supone el 34% del requerimiento diario de la planta de extracción. La alternativa propuesta presenta mayores dimensiones de campo solar con 4.500 heliostatos y una producción media anual del 67% del requerimiento diario.

Ambas soluciones, respecto al apartado técnico son viables ya que debido a las condiciones solares son capaces de generar un porcentaje significativo de las necesidades de vapor.

Por otro lado, ambas plantas tendrían un impacto ambiental positivo evitándose las emisiones de 84.765,5 Toneladas de CO₂ en la planta de 2.280 heliostatos y 167.300 Toneladas de CO₂ en la planta de 4.500 heliostatos. De esta forma la implantación de cualquiera de las dos soluciones, estaría contribuyendo positivamente a la reducción del cambio climático evitando gran cantidad de emisiones de CO₂.

En un proyecto de estas características, la viabilidad técnica no es una condición única para que se lleve a cabo, siendo fundamental su viabilidad económica. Es por ello que en el presente proyecto se han analizado tanto los costes de inversión, mantenimiento y personal como los ingresos generados en ambas soluciones. Los resultados han sido similares presentándose unas tasas de interés relativo a 20 años que se encuentran entre el 7 – 8% siendo ligeramente superior el caso analizado de la planta de 2.280 heliostatos y unos periodos de amortización de 11 años y 331 días (diseño inicial 2280 heliostatos) y 12 años y 72 días (alternativa propuesta 4.500 heliostatos).

Por lo tanto, una vez analizados los parámetros técnicos y económicos, se concluye que respecto al apartado técnico la solución propuesta inicialmente presentaría menores problemas de operación y mantenimiento debido al menor tamaño de la planta y al manejo de menores cantidades de fluido de trabajo. Respecto al apartado económico, tanto el periodo de amortización como la tasa de interés relativo son más favorables en el diseño propuesto inicialmente por lo que se concluye que la opción a implementar sería la planta de 2.280 heliostatos.





Bibliografía

1. Merino García, Pedro Antonio y Rubio Matilla, Juan. *Evolución reciente del mercado del petróleo*. s.l. : Boletín económico de ICE, N° 3062, 2015.
2. *Investing.com, Histórico Petróleo Brent*. 2016. Una de las principales webs de análisis de mercados.
3. TORRESOL ENERGY. *Planta Gemasolar*, www.torresolenergy.com. 2010.
4. Ortega, Ana Velasco. *Helioestado, el reflejo perfecto del sol*. s.l. : Abengoa, 22 de Junio del 2015.
5. Greenpower, Valldoreix. *Las Ventajas de los Seguidores Solares*. 2015.
6. Hispanotracker. *Seguidores solares, una optimización de la energía solar*.
7. The international council of clean transportation. *Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre*. 24 Octubre 2011.
8. Expansión, Diario de la Cumbre. <http://www.expansion.com/especiales/petroleo/crudos.html>.
9. A.Dubois, Rene. *Introducción a la refinación del petróleo*. Universidad de Buenos Aires : s.n., 2006. 9789502314808.
10. Sunil Kokal and Abdulaziz Al-Kaabi, "Enhanced oil recovery: challenges and opportunities," EXPEC Advanced Research Centre, Saudi Aramco, Kokal and Al-Kaabi, 2010.
11. Schlumberger, Oilfield Glossary. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx. 2016.
12. Comunidad Petrolera. *Ingeniería de yacimientos*. 2016.
13. Romero-Zerón, Laura. *Advances in Enhanced Oil Recovery Processes*. Chemical Engineering Department. 2012. 978-953-51-0629-6.
14. EPRI, Palo Alto, CA. *Enhanced Oil Recovery Scoping Study*. October 1999. TR-113836.
15. Hero Santoso Effendi, Petroleum Engineer. *Thermal Enhanced Oil Recovery With Steam Flooding Method*, www.petroileumsupport.com. 2015.
16. (2015), Global CCS Institute. <http://www.globalccsinstitute.com/content/information-resources>.
17. Center, New Mexico Petroleum Recovery Research. *Introduction to Screening Criteria and Enhanced Oil Recovery Field Projects*.
18. Daniel Kraemer, Anurag Bajpayee, Andy Muto, Vincent Berube, Matteo Chiesa. *Solar assisted method for recovery of bitumen from oil sand*. s.l. : Applied Energy, 2009.
19. Zittau's Fluid Property Calculator. <http://thermodynamik.hszg.de/fpc/index.php>.



20. *Google Maps.*
21. *SAM System Advisor Model. Software de diseño y análisis económico de instalaciones de generación de energía.*
22. *Barreiro, Irene Ordóñez. MODELADO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR HÍBRIDA DE 20 MWe CON TECNOLOGÍA DE RECEPTOR CENTRAL Y VAPOR SOBRECALENTADO.*
23. *Google Imágenes.*
24. *Manajit Sengupta, Michael Wagner (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY). Atmospheric attenuation in central receiver systems from DNI.*
25. *SENER , Engineering and Systems Inc. Case Study: Gemasolar Central Tower Plant. San Francisco : s.n., 24-25 Junio 2010.*
26. *Millán, Marcelo Izquierdo. Capítulo 2: Radiación solar sobre el plano inclinado.*
27. *Hugo Joga Lopez. Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento. 2012.*
28. *Birrel GE, Aherne AL, Seleshanko DJ. Cyclic SAGD - economic implications of manipulating steam injection rates in SAGD projects- re examination of the Dover project. J Can Petrol Technol. 2005.*
29. *Gas Natural Fenosa. Poder calorífico superior aplicado en municipios abastecidos desde plantas satélite de GNL. 2011-2012.*
30. *ELEC NOR. Empresa constructora en la cual el presente autor ha realizado las prácticas profesionales.*
31. *Administration, U.S Energy Information. United States Natural Gas Industrial Price.*
32. *Plan de reducción de emisiones EEUU, EL MUNDO edición internacional. 02/08/2015.*
33. *Fototeca SENER. SENER. 2016.*



ANEXOS

%PUNTO DE DISEÑO (Radiación 22 Marzo en Bakersfield, CA 920 W/m²)

```
clc
clear all
%Se toma un radio inicial de 60 metros%
Rinic=60;

incR=0;
%La cuerda es la distancia entre las bases de dos heliostatos de un
mismo
%anillo.%
Cuerdainic= (sqrt(120)+ 2);
incCuerda=0;
%Se inicializa el area, el anillo y el número de heliostatos
A=0;
Anillo=0;
heliostatosacumulados=0;
heliostatos=0;
R=Rinic;
%Mediante el bucle while, se van generando anillos y colocando
heliostatos
%a una distancia determinada entre ellos de forma que cuando se
superen los
%2280 heliostatos, se completa ese anillo y no se siguen generando
más.%
while heliostatosacumulados<2280
    Amuestra=A;

    R= R + incR
    C= Cuerdainic+ incCuerda;

    numhelios= (2*pi*R)/C;
    %De esta forma se toma la parte entera de numhelios.%
    numhelios= floor(numhelios)
    heliostatosacumulados= numhelios+ heliostatos;
    A= 120*heliostatosacumulados;

    Anillo=Anillo+1
    %Conforme se avanza en cada anillo, el incremento de radio no es
    %constante y va aumentando a medida que los espejos están más lejos
de la
    %torre.%
    %La separación entre espejos también va aumentando a medida que se
avanza
    %de anillo para evitar efectos de sombras y bloqueos.%
    incR= (sqrt(120) +1)*(1+ (Anillo/60));
    incCuerda= (sqrt(120)+ 2)*(Anillo/80);

    heliostatos= heliostatosacumulados;

end

heliostatos
```